



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados

Ancillary services Review in Electrical Power Systems in desregulated Market

Sandra Ximena Carvajal Quintero

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería eléctrica
Manizales, Colombia

2013

Análisis de servicios complementarios en sistemas de potencia eléctricos en ambientes de mercados

Ancillary services Review in Electrical Power Systems in desregulated Market

Sandra Ximena Carvajal Quintero

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Ph.D. en Ingeniería – Línea automática

Director:

Ph.D. Santiago Arango Aramburo

Codirector:

Ph.D. Camilo Younes Velosa

Línea de Investigación:

Línea de Investigación en Mercados de energía

Grupo de Investigación:

Grupo de Redes de Distribución y Potencia

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería eléctrica

Manizales, Colombia

2013

A Jorge, Tommy y Susy
A mi madre y hermanito

Agradecimientos

En primer lugar, yo quiero agradecerle a mi director Profesor Dr. Santiago Arango Aramburo, por confiar en mí y apostar por este trabajo cada día, por su ayuda y disponibilidad, por su paciencia conmigo y por todas las palabras de ánimo que me brindó durante la realización de este trabajo, muchas gracias.

También quiero agradecer, a todos mis compañeros y compañeras del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, especialmente a César Arango Lemoine y Samuel Ramírez, gracias por su apoyo y consejos valiosos que permitieron enriquecer esta tesis doctoral.

A mis estudiantes de maestría, muchas gracias por contagiarme de la energía positiva y ganas de aprender que los caracteriza.

A mi familia, Sebastián por estar siempre pendiente de mí y sacarme una sonrisa, aún en los momentos más tristes de mi vida. A mi mamá, porque su vida la ha dedicado a querernos y todos los días de mi vida me demuestra que su amor es incondicional.

Finalmente, quiero agradecerle a mi esposo Jorge Alonso y a mis dos hermosos hijos Tomás y Susana, freno y motor de este trabajo. Muchas gracias porque sin el apoyo de ustedes este trabajo nunca lo hubiese terminado. Los amo mucho.

Sandra Ximena Carvajal, 2013.

Resumen

Los servicios complementarios son aquéllos asociados a la generación, transporte y distribución de energía eléctrica que permiten establecer un determinado nivel de seguridad, calidad y eficiencia en el suministro. Los servicios complementarios, definidos como fundamentales en la operación de cualquier sistema eléctrico, son los servicios de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia. En esta tesis se presenta una evaluación de dichos servicios complementarios, teniendo en cuenta los siguientes elementos principales: los fundamentos técnicos de cada servicio complementario, la evaluación de costos relacionada con la implementación y provisión de cada servicio y el análisis de posibles opciones de mercado en el ámbito nacional que permitan una contratación eficiente y una remuneración justa. La evaluación se hizo utilizando Dinámica de Sistemas y herramientas de simulación de redes eléctricas tales como MATLAB y NEPLAN. Los resultados generales muestran las siguientes conclusiones:

- a. El servicio de arranque autónomo permite que su remuneración se haga a través de un esquema de mercado, donde se propone remunerar por disponibilidad y uso de dicho servicio. Con el desarrollo y uso de un modelo de simulación, se observa que el precio del mercado depende del tipo de energía primaria utilizada por las plantas con arranque autónomo debido a que los costos incurridos por la implementación y utilización de este servicio, es mayor en las plantas térmicas en relación con las plantas hidroeléctricas.
- b. Respecto al control de tensión, se muestra que la Generación Distribuida - GD- es una tecnología que puede proveer dicho servicio de manera eficiente. En la tesis se analiza el efecto de aumentar los usos de la GD a través de incentivos ambientales y técnicos, incentivos que son evaluados en un modelo de difusión en Dinámica de Sistemas. La respuesta del modelo apunta a que los incentivos técnicos permiten crear esquemas sostenibles, aumentar el crecimiento de la GD, disminuir las pérdidas por baja tensión y reducir los requerimientos de reactivos en las redes de distribución.

- c. El aporte principal en el control de frecuencia es la evaluación de este servicio cuando es utilizado para operar en modo isla intencional o microrred. El control de frecuencia en las microrredes es fundamental para que se pueda mantener la operación estable, aunque ocurran cambios imprevistos entre la potencia activa generada y la demandada. Se plantea un modelo de simulación, el cuál determina que es necesario un controlador análogo para asegurar el control de frecuencia. La inversión del controlador de frecuencia propuesto demuestra la viabilidad de la implementación de este servicio complementario dentro de microrredes que utilicen Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Palabras clave: Arranque autónomo, Control de frecuencia, Control de tensión
Mercados de energía, Microrredes, Servicios complementarios.

Abstract

Ancillary services are those associated with the generation, transmission and distribution of electric power that allow establishing certain level of supply safety, quality and efficiency. Ancillary services, defined as essential in the operation of any electrical system, comprise blackstart, voltage and frequency control services. This thesis presents an evaluation of the before mentioned ancillary services, taking into account the following elements: technical foundations for each ancillary service, evaluation of the costs related to implementation and the provision of each ancillary service, and the analysis of possible national market options that enable efficient procurement and fair remuneration. Said evaluation was done using System Dynamics and simulation tools such as MATLAB grids and NEPLAN. The general results show the following conclusions:

- a) Blackstart service allows its remuneration to be made through a trading scheme, which aims to pay for availability and use of that service. The development and use of a simulation model allows observing that the market price depends on the type of primary energy used by plants with blackstart. This occurs because the service implementation and use costs of thermal plants are higher in relation to those of hydroelectric plants.
- b) Distributed Generation -DG- technology can provide the voltage control service efficiently. This thesis analyzes the effect of increasing the uses of DG through technical and environmental incentives, which are evaluated by a diffusion model in System Dynamics. The response of the model suggests that the technical incentives allow creating sustainable schemes, increasing DG growth and

reducing losses due to low voltage and reactive requirements in distribution networks.

- c) The main contribution regarding frequency control is the evaluation of this service used in an intentional island or microgrids mode. Frequency control in microgrids is essential to maintain a stable operation even when unforeseen changes between active power and demand occur. A simulation model, which determines that an analog controller is necessary to ensure frequency control. The proposed frequency controller investment demonstrates the feasibility of the projects that allow the implementation of this ancillary service in microgrids that use Small Hydroelectric Plants.

Keywords: Ancillary services, Black Start, Frequency Control, Energy Market, Microgrids, and Voltage Control.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras.....	XVI
Lista de tablas	XX
CAPITULO 1	1
INTRODUCCIÓN	1
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 Objetivos del presente trabajo	5
1.1.1 Objetivo general	6
1.1.2 Objetivos específicos	6
1.2 Estructura del documento	8
CAPITULO 2.....	11
CARACTERIZACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	11
2. Caracterización de los servicios complementarios.....	12
2.1 Servicio de arranque autónomo	15
2.1.1. Principales características técnicas del servicio de arranque autónomo.....	18
2.1.2. Costos asociados al servicio de arranque autónomo.....	19
2.1.3. Experiencias internacionales en la remuneración del servicio de arranque autónomo	19
2.2 Servicio de control de tensión y reactivos	22
2.2.1 Tecnologías usadas para la provisión del servicio de control de tensión y reactivos en los SEP actuales	22
2.2.2 Recursos Energéticos Distribuidos para la provisión del servicio de control de tensión y reactivos	26
2.2.3 Experiencias internacionales en la remuneración del servicio de control de tensión	27
2.3 Servicio de control de frecuencia	28
2.3.1 Reglamentación del servicio de control de frecuencia: reglamentación actual del SIN.....	29
• Control primario de frecuencia	30
• Control secundario de frecuencia	31
• Control terciario de frecuencia.....	35

2.4	Interconexiones Internacionales en Colombia y los servicios complementarios en los países vecinos.....	36
2.4.1	Colombia_ Ecuador	37
2.4.2	Colombia –Venezuela.....	39
2.5	Síntesis: Servicios complementarios en Colombia: cambios y desafíos para el futuro 41	

CAPÍTULO 343

SERVICIO DE ARRANQUE AUTÓNOMO Y PROPUESTA DE MERCADO COLOMBIA43

3. Sobre el servicio de arranque autónomo44

3.1	Propuesta de remuneración por el servicio de arranque autónomo	45
3.1.1	Restricciones técnicas	45
3.1.2	Aspectos económicos propuestos.....	48
	• Costos de inversión	48
	• Costos por depreciación de la inversión.....	49
	• Costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M)	50
	• Tasa Interna de Retorno a la inversión (TIR)	50
3.1.3	Determinación del monto del contrato.....	51
3.2	Modelamiento de la propuesta de remuneración usando Dinámica de Sistemas (DS).....	53
3.2.1	Diagrama causal del mercado propuesto para el servicio de arranque autónomo.....	56
3.2.2	Formulación del modelo de simulación	57
3.2.3	Validación del modelo.....	61
3.3	Simulación del modelo	61
3.3.1	Escenario Base.....	62
3.3.2	Escenario 1: Variación de la sensibilidad de los precios al Balance demanda/oferta, ϵ	64
3.3.3	Escenario 2: <i>Variación de los retrasos en el sistema</i>	65
3.4	Discusión.....	67
3.5	Síntesis	71

CAPITULO 474

CONTROL DE TENSION Y REACTIVOS USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....74

4. Control de tensión y reactivos usando GD75

4.1	Análisis técnico en los SEP usando GD para el control de tensión y reactivos.76
4.1.1	Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE)
4.1.2	Estabilidad de tensión.....
4.2	Caso de estudio: Red CQR
4.2.1	Resultados: Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE)
4.2.2	Resultados: Estabilidad de la tensión en la subred de distribución.
4.3	Modelo de difusión para promover el uso de GD en Colombia
4.3.1	Sobre los modelos de difusión
4.3.2	Diagrama causal del modelo de difusión propuesto para incentivar la GD a través de los servicios de control de tensión y reactivos.....
4.3.3	Formulación del modelo formal.....
4.3.4	Validación del modelo.....

4.3.5	Simulación del modelo	105
•	Escenario base	107
•	Escenario 1: Incentivos ambientales	109
•	Escenario 2: Incentivos técnicos	110
•	Escenario 3: Incentivos combinados	112
4.3.6	Síntesis	115
CAPITULO 5.....		117
CONTROL DE FRECUENCIA Y LAS MICRORREDES.....		117
5.	Control de frecuencia y las microrredes	118
5.1	Generalidades de las μR considerando GD proveniente de PCH	121
5.2	Control primario de frecuencia en una PCH que opera dentro de una μR aislada.....	125
5.2.1	Fundamentos teóricos de la regulación de velocidad en una PCH	126
•	Modelo del generador	126
•	Modelo para el control de tensión en la PCH	128
•	Modelo del regulador de velocidad y la turbina.....	129
5.3	Caso de estudio 1: Planeación de una μR considerando las tres PCH en el sistema de distribución local.....	131
5.3.1	Resultados caso de estudio: Planeación de una μR considerando las tres PCH en el sistema de distribución local.....	134
5.4	Caso de estudio 2: Planeación de tres μR considerando una PCH por cada μR	139
5.4.1	Resultados caso de estudio: Planeación de una μR considerando las tres PCH en el sistema de distribución local.....	142
5.5	Discusión	146
5.6	Síntesis.....	152
CAPITULO 6.....		154
CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS		154
6.	Conclusiones y futuros desarrollos.....	155
6.1	Conclusiones generales.....	155
6.2	Futuros desarrollos	162
6.3	Discusión académica	164
Bibliografía		¡Error! Marcador no definido.
A.	Anexo sobre aspectos técnicos de los servicios complementarios.....	181
A.1.	Relación entre la potencia reactiva y la tensión.....	181
A.2	Principales características técnicas del servicio de control primario de frecuencia	184
A.2.1	Principales características técnicas del servicio de control secundario de frecuencia	184
A.2.2	Principales características técnicas del servicio de control terciario de frecuencia	185
A.3	Datos técnicos subred de distribución colombiana ubicada en la zona CQR.....	187
A-4	Guia SimPowerSystems	188
A.5	Artículos publicados en revistas indexadas.....	193

Lista de figuras

Pag.

Figura 2-1: Condiciones externas que ponen en riesgo la operación normal del SEP Colombiano. (Fuente: Elaboración propia).	13
Figura 2-2: Servicios y equipos especializados asociados con la prestación exitosa del servicio de arranque autónomo. (Fuente: Elaboración propia)	14
Figura 2-3: Principales causas que han ocasionado desconexiones parciales o totales en los sistemas interconectados del mundo. (Datos: Adibi, 2009)	16
Figura 2-4: Curva de la aversión de los usuarios frente a los colapsos de los sistemas interconectados de potencia (Adaptado de: Gomes, 2004).	17
Figura 2-5: Curva PQ típica y límites operativos de una planta de generación eléctrica (Adaptado de: Rebours, 2008).	24
Figura 2-6: Secuencia de actuación de las reservas relacionadas con el control de frecuencia (Adaptado de: XM, 2009).	29
Figura 2-7: Comparativo entre la remuneración por control secundario de frecuencia y la responsabilidad comercial de los agentes generadores (Datos: XM, 2011).	35
Figura 2-8: Cantidad de energía comercializada desde Colombia hacia el Ecuador según TIE (Datos: XM, 2011).	38
Figura 3-1: Diagrama de circuitos causales del modelo para la prestación del servicio complementario de arranque autónomo (SAA) (Fuente: Elaboración propia).	57
Figura 3-2: La simulación del escenario base teniendo en cuenta el comportamiento del Precio SAA (3-2a), Déficit (3-2b), Nuevas inversiones (3-2c) y Capacidad instalada (3-2d) (Fuente: Elaboración propia).	63
Figura 3-3: Simulación con variación de la sensibilidad del precio al equilibrio oferta/demanda ($\epsilon = E$), en comparación con el escenario base (Fuente: Elaboración propia).	65
Figura 3-4: Simulación con variación de los retrasos en el sistema: largo (tiempo para instalar = 4, <i>Percepción del Déficit en el Retardo del SAA</i> = 4), corto (tiempo para instalar	

= 1, <i>Percepción del Déficit en el Retardo del SAA</i> = 1), en comparación con el escenario base (tiempo para instalar = 2, <i>Percepción del Déficit en el Retardo del SAA</i> = 2) (Fuente: Elaboración propia).	66
Figura 4-1: Curva PV de un SEP típico (Adaptada de: Kueck et al., 2006).	78
Figura 4-2: Diagrama unifilar del caso de estudio (Fuente: CHEC, 2012).	81
Figura 4-3: Diagrama Unifilar de las barras 19 y 22 de la subred de distribución del caso de estudio (Datos: software PowerWorld Simulator).	82
Figura 4-4: Comportamiento de la tensión en la barra 19 y barra 22 para cada caso propuesto en el estudio de CPE (Datos: software PowerWorld).	83
Figura 4-5: Pérdidas de potencia activa y potencia reactiva en la línea entre las barras 19 y 22 (Datos: software PowerWorld).	84
Figura 4-6: Relación entre la GD Instalada (GDI) y GD Potencial (GDP) vs el promedio de la tensión en p.u. de las barras de la subred de distribución del área CQR en estudio (Fuente: Elaboración propia).	85
Figura 4-7: Valores propios del análisis modal realizado a la subred de distribución del área CQR colombiana (Datos: red CQR).	87
Figura 4-8: Curva PV de la barra 4 con y sin GD instalada (Fuente: PowerWorld Simulator).	88
Figura 4-9: Curva PV de la barra 19 con y sin GD instalada (Fuente: PowerWorld Simulator).	88
Figura 4-10: Diagrama causal para incentivar el uso de la GD en Colombia (Fuente: Elaboración propia).	98
Figura 4-11: Simulación del escenario base teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI (4-11a) y la rentabilidad de las PCH (4-11b) (Fuente: Elaboración propia).	108
Figura 4-12: Simulaciones del escenario 1 teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI (4-12a) y la rentabilidad (4-12b) (Fuente: Elaboración propia).	109
Figura 4-13: Simulaciones del escenario 2 teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI cuando se utiliza la remuneración mínima (4-13), la remuneración máxima (4-13b) y el comportamiento de la rentabilidad utilizando los dos valores extremos de incentivos respectivamente (Fuente: Elaboración propia).	111
Figura 4-14: Simulaciones del escenario 3 teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI cuando se utiliza la remuneración mínima (4-14a), la remuneración máxima (4-14b) y el comportamiento de la rentabilidad utilizando los dos valores extremos de incentivos respectivamente (Fuente: Elaboración propia).	114

Figura 5-1: Potencial hidráulico de las PCH que pueden operar dentro de una μR (Datos: XM, 2011).	122
Figura 5-2: Esquema de elementos y señales que deben ser controladas en las PCH modernas (Carvajal et al; 2012).	123
Figura 5-3: Diagrama de bloques PCH alimentando una carga local (Kundur, 1994).	126
Figura 5-4: Diagrama de bloques del modelo de excitación utilizado para modelar el control de tensión en la μR propuesta. (Adaptado IEEE Std 421.5, 2005)	128
Figura 5-5: Modelo dinámico general del regulador de velocidad PID análogo. (Adaptado IEEE Std 421.5, 2005).	130
Figura 5-6: Diagrama unifilar de la μR propuesta. (Datos: software Neplan)	132
Figura 5-7: Respuesta de la frecuencia de la μR cuando se desconectan las unidades de generación mayores e iguales a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).	135
Figura 5-8: Respuesta de la frecuencia de la μR cuando se desconectan las unidades de generación menores a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).	135
Figura 5-9: Respuesta de la tensión de la barra B111 en la μR propuesta cuando se desconectan las unidades de generación mayores e iguales a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).	137
Figura 5-10: Respuesta de la tensión de la barra B111 en la μR propuesta cuando se desconectan las unidades de generación menores a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).	137
Figura 5-11: Diagrama unifilar simplificado de la subestación Marmato (CHEC, 2012).	140
Figura 5-12: Diagrama de bloques del modelo de la μR Intermedia operando aisladamente del sistema de distribución (Diseño: software Matlab).	141
Figura 5-13: Curva de carga diaria usuarios conectados en la μR Intermedia propuesta (CHEC, 2012).	142
Figura 5-14: Respuesta de la frecuencia de la μR propuesta ante variaciones en la carga. (Fuente: Elaboración propia).	143
Figura 5-15: Tensión línea-línea ante la salida de 300 kVA en la μR Intermedia (Fuente: Elaboración propia).	144
Figura 5-16: Potencia activa del generador ante salidas de carga en $t=5$ s (Fuente: Elaboración propia).	145
Figura 5-17: Potencia reactiva del generador ante salidas de carga en $t=5$ s (Fuente: Elaboración propia).	145

Figura 5-18: Diagrama que muestra a gran escala los elementos de control, medición y protección necesarios para implementar las propuestas de μR en la subestación Marmato localizada en la zona CQR del SEP colombiano (Fuente: Elaboración propia). .	148
Figura A-1: Representación circuital de un SEP para máxima transferencia de potencia (Adaptado de: Grainger y Stevenson, 2001)	181
Figura A-2: Triangulo y funciones trigonométricas utilizadas para relacionar las potencias eléctricas (Adaptado de: Grainger y Stevenson, 2001).	183
Figura A-3: Condiciones de operación de los generadores térmicos frente a cambios en la frecuencia de operación del sistema de potencia (Adaptado de: Adibi, 2000).	186
Figura A-4: Bloque de la máquina síncrona estándar en pu.	189
Figura A-5: Bloque del sistema de excitación de la máquina síncrona	189
Figura A-6: Bloque de una carga trifásica RLC	190
Figura A-7: Bloque del transformador trifásico con dos devanados	190
Figura A-8: Bloque del interruptor trifásico	191
Figura A-9: Bloque de Powergui de Simulink	192

Lista de tablas

Pag.

Tabla 2-1: Aspectos económicos del servicio de arranque autónomo en algunos países donde el servicio es remunerado (Fuente: Elaboración propia).	21
Tabla 2-2: Definición, fortalezas y debilidades de los REDs para proveer el servicio de control de tensión en los SEP (Fuente: Elaboración propia).	27
Tabla 2-3: Aspectos económicos del servicio de control de tensión en algunos países donde el servicio es remunerado (Fuente: Elaboración propia).	28
Tabla 2-4: Condiciones típicas en la entrega y liquidación del servicio de control secundario de frecuencia(Fuente: Elaboración propia).	33
Tabla 2-5: Principales logros y complicaciones de las interconexiones internacionales de Colombia (Fuente: Elaboración propia).	40
Tabla 2-6: Principales desafíos y propuestas con respecto a mejorar la provisión de los servicios complementarios en Colombia y la región (Fuente: Elaboración propia).	41
Tabla 3-1: Dispositivos eléctricos que deben ser adquiridos para implementar el SAA en una unidad de generación de energía eléctrica (Fuente: Elaboración propia).	48
Tabla 3-2: Vida útil de los dispositivos eléctricos utilizados para implementar el SAA en una unidad de generación de energía eléctrica. (Fuente: Elaboración propia).	49
Tabla 3-3: Escenarios propuestos y parámetros propios de cada experimento aplicados al modelo de simulación (Fuente: Elaboración propia).	62
Tabla 3-4: Tipos y porcentaje de consumo de energía eléctrica de los servicios auxiliares de las plantas de generación utilizadas en la zona Caribe (Datos: IEEE Std 1020, 2011).	68
Tabla 3-5: Cálculo del costo de la inversión de los equipos para proporcionar arranque autónomo usando el consumo de los servicios auxiliares para la zona del Caribe colombiano (Datos: Neón, 2012).	70
Tabla 4-1: Casos en que se divide el estudio de CPE en la subred de distribución del caso de estudio (Fuente: Elaboración propia).	83

Tabla 4-2: Casos en que se divide el estudio de estabilidad de tensión en la subred de distribución del área operativa CQR (Fuente: Elaboración propia).	86
Tabla 4-3: Publicaciones recientes de modelos de difusión en energías alternativas y GD convencional (Fuente: Elaboración propia).	94
Tabla 4-4: Comparación entre el modelo propuesto por Maalla y Kunsch (2008) y el modelo propio (Fuente: Elaboración propia).	96
Tabla 4-5: Escenarios propuestos y parámetros propios de cada experimento aplicados al modelo de difusión propuesto (Fuente: Elaboración propia).	107
Tabla 5-1: Beneficios potenciales de la implementación de μR en los SEP (Fuente: Elaboración propia).	119
Tabla 5-2: Datos del generador síncrono de una PCH tipo. (Datos: BCHydro, 2006)	127
Tabla 5-3: Parámetros del modelo dinámico del sistema de excitación (IEEE Std 421.5, 2005)	128
Tabla 5-4: Parámetros de un regulador PID análogo Woodward (IEEE Std 421.5, 2005).	130
Tabla 5-5: Datos relacionados de los circuitos de la subestación Marmato en los cuales están conectadas las PCH de la subred de distribución donde se propone implementar una μR . (Datos: CHEC, 2012).	133
Tabla 5-6: Información de la potencia generada y demandada en el análisis de contingencias de la μR compuesta por las tres PCH (Fuente: Elaboración propia).	134
Tabla 5-7: Pruebas en la μR Intermedia relacionadas con las desconexiones programadas de carga (Fuente: Elaboración propia).	143
Tabla 5-8: Costos de adquisición e implementación de los elementos necesarios para operar en forma de μR utilizando las dos configuraciones propuestas (Fuente: Elaboración propia).	149
Tabla 6-1: Trabajos futuros propuestos para cada servicio complementario teniendo en cuenta la operación dentro de la μR y la operación como soporte al SEP central (Fuente: Elaboración propia).	164
Tabla A-1: Información técnica de la subred de distribución del caso de estudio ubicada en la zona CQR del SEP Colombiano (Fuente: CHEC, 2012).	187
Tabla A-2: Capacidad de los generadores de la subred de distribución del caso de estudio ubicada en la zona CQR del SEP Colombiano (Fuente: CHEC, 2012).	188

Abreviatura**Término**

AVR	Automatic Voltage Regulation
CAPEX	Capital Expenditure
CC _μ R	Control Central de la Microrred
CD _μ R	Control Distribuido de la Microrred
CCR	Centro de Control Regional
CON	Consejo Nacional de Operación
CLC	Control Local de Carga
CLG	Control Local de Generación
CQR	Caldas, Quindío y Risaralda
CREG	Comisión Reguladora de Energía y Gas
DS	Dinámica de Sistemas
EE.UU.	Estados Unidos
GD	Generación Distribuida
IEA	International Energy Agency
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISA	Interconexión Eléctrica S. A.
μR	Microrredes
OPEX	Operational Expenditure
PCHs	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
PLC	Controlador Lógico Controlable
REDs	Recursos Energéticos Distribuidos
SAA	Servicio de Arranque Autónomo
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia

SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIR	Tasa Interna de Retorno
UE	Unión Europea
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
WACC	Costo Promedio de Capital
XM	Expertos en Mercados S.A.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta la introducción la cual explica cuál es la importancia del tema de investigación y la motivación que ha dado lugar al desarrollo del trabajo de tesis. Luego, se enuncian los objetivos generales, los objetivos específicos y las etapas propuestas para alcanzar dichos objetivos. Finalmente, se muestra la estructura general del documento.

1.INTRODUCCIÓN

Los apagones sufridos entre el 2003 y 2007 en los Estados Unidos, Inglaterra, Italia, Francia, España, Brasil y Colombia (Makarov et al., 2005, Andersson et al., 2005, Romero, 2012) demuestran la vulnerabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia - SEP-a sufrir desconexiones, ocasionandola interrupción a los usuarios del suministro de electricidad (Adibi, 2000). La continuidad del suministro en unSEP depende del equilibrio entre la generación despachada y la carga atendida (Gómez-Expósito, 2002). Para lograr este equilibrio, se utilizan mecanismos de vigilancia y control de los SEP, que permiten dar un soporte técnico a la red interconectada (Stoft, 2002; Kuzle et al; 2007, Tovar et al; 2005). Los mecanismos de control de la frecuencia y la tensión permiten evitar que cada cambio súbito entre la demanda y la oferta ocasionen desconexiones fortuitas (Kundur, 1994). Además, los SEP deben estar preparados para procesos de restablecimiento en caso de situaciones extremas donde los mecanismos de control pueden fallar (Kirschen y Strbac, 2004). Los servicios de soporte técnico o servicios complementarios más importantes, y que son objeto de investigación en esta tesis, son el servicio de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia debido a que son los más utilizados en los SEP (Stoft, 2000; Kirschen, 2004 y Parida et al; 2009).

El SEP Colombiano en particular, está expuesto a situaciones extremas especiales. Por ejemplo, el sistema de transmisión es objeto de ataques terroristas, los cuales fueron aproximadamente 200 entre 1999 y 2007 (Corredor y Ruiz, 2011). Por otra parte, una causa importante de perturbación en los sistemas interconectados de potencia en el mundo es una descarga atmosférica (Adibi, 2000), y Colombia está entre los diez países del mundo que tienen la mayor actividad de rayos atmosféricos (Gallego et al., 2004). Lo anterior evidencia la necesidad de que el SEP Colombiano implemente servicios de soporte técnico que permitan establecer un determinado nivel de seguridad, calidad y eficiencia del suministro de electricidad.

Los servicios complementarios han sido proporcionados a los usuarios desde hace más de 100 años (Rebours, 2008). No obstante, es solo a partir de la liberalización del sector eléctrico que dichos servicios han sido tratados como servicios independientes del mercado primario o mercado del suministro de la electricidad (Stoft, 2000). Los mercados

para los servicios complementarios, luego de la separación, se han desarrollado en cada país, siguiendo procedimientos históricos (Kirschen, 2004). Actualmente, todavía no existe un consenso que permita identificar el mejor esquema en ambientes de mercado para cada servicio complementario.

La necesidad de remunerar los servicios complementarios a través de mecanismos de mercado ha sido discutida (Raineri et al., 2006; Parida et al., 2009; Rebours et al., 2007), en particular debido a que la obligatoriedad en la prestación de los servicios complementarios desestimula la inversión y por esta razón es importante encontrar mecanismos independientes de remuneración (Kirschen, 2004). Encontrar la mejor forma de remuneración es un desafío de investigación por los problemas e indeterminaciones que afectan el entorno en que los servicios complementarios deben ser provistos, a continuación se listan dichos problemas:

1. Existen vacíos sobre la forma en que se debe remunerar los servicios complementarios bajo las condición de mercados desregulados del sector eléctrico: Durante los primeros años de desregulación y hasta la fecha, el enfoque general de las investigaciones relacionadas con la compra y venta del suministro de la electricidad a corto plazo, han estado orientadas a mejorar la eficiencia y competitividad de la comercialización diaria del suministro de electricidad.

La comercialización diaria y la remuneración de los servicios complementarios en ambientes desregulados debe ser estudiada de manera independiente dado que experiencias internacionales demuestran que no hay certeza de que un mecanismo de mercado diario exitoso funcione también en el mercado de los servicios complementarios (Rebours, 2007). El caso más nombrado es el mercado californiano, el cual colapsó en el 2000 (Alaywan, 2000), a pesar de tener mercados paralelos competitivos para el mercado diario y otro similar para el suministro de servicios complementarios como el control de frecuencia, y control de tensión (Michaels y Quan, 2002).

En esta investigación se propone aportar conocimiento en esquemas de remuneración, operación y mejoras de los servicios complementarios de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia en SEP que operen en ambientes de mercados eléctricos

desregulados. El principal aporte de esta tesis es que cada servicio complementario es analizado teniendo en cuenta condiciones técnicas, económicas y operativas antes de proponer algún tipo de mecanismo de mercado con el fin de que la propuesta final sea aplicable.

2. La remuneración de los servicios complementarios consideran aspectos técnicos y económicos de dichos servicios (Sterpu et al., 2005; Rebours et al; 2007; Havel et al; 2008) sin tener en cuenta la influencia que tiene las características de la demanda para asegurar que la forma de remuneración propuesta sea exitosa. Los servicios complementarios estudiados en esta investigación son servicios de soporte técnico que prestan los generadores según las necesidades de la demanda (Hirst, 2000). La demanda en cada SEP tiene características propias que determinan la cantidad y el grado de calidad apropiado de cada servicio complementario. De esta manera, en esta tesis se propone para cada servicio complementarios modelos que incluyen las necesidades y características de la demanda local.

El modelo propuesto para el Servicio de Arranque Autónomo, es realizado en Dinámica de Sistemas (DS) y muestra una relación directa entre los requerimientos de la demanda de energía eléctrica y el crecimiento en las inversiones en dicho servicio. Así mismo, el modelo dinámico propuesto para el servicio de control de tensión tiene en cuenta las condiciones de calidad del suministro de electricidad exigidas por la demanda de energía eléctrica para limitar el crecimiento de la Generación Distribuida (GD). Finalmente, el modelo de una microrred propuesto utilizando simulación basada en MATLAB, propone un comportamiento activo de la demanda para lograr la estabilidad operativa de la microrred. Además, los tres modelos propuestos combinan conceptos de ingeniería eléctrica, criterios de costo-beneficio y condiciones propias del usuario final al cual va prestarse dichos servicios de soporte técnico.

3. La forma de regular los servicios complementarios debe adaptarse y actualizarse a los cambios de operación de los SEP que se avecinan con la entrada de las redes inteligentes: durante los últimos años se ha incrementado la instalación de tecnologías de energía renovable y Generación Distribuida (GD) (Pecas Lopes et al., 2007). La GD tradicionalmente ha tenido un comportamiento pasivo y su efectividad ha sido

subvalorada por ser una generación a pequeña escala. Sin embargo, en la actualidad se estudia como su cercanía con la demanda final puede servir para proveer servicios de impacto local como los servicios de control de tensión, reactivos y arranque autónomo (Gross, 2006). Además, con la entrada de las redes inteligentes, es posible ahora que la GD y las redes inteligentes puedan operar en islas eléctricas operativas (Sioshansi, 2011). Las políticas de incentivos que no tengan en cuenta la modernización de la operación gracias a las redes inteligentes, serán débiles y con poca aplicabilidad en los SEP en un futuro cercano.

Esta tesis busca proponer alternativas para la implementación de los servicios de arranque autónomo, control de tensión y control primario de frecuencia en mercados liberalizados de electricidad y comprobar su efectividad a través de la utilización de técnicas de simulación. La simulación permite crear modelos, los cuales en esta tesis son creados a partir de las características técnicas y económicas del entorno colombiano, y de esta manera crear un laboratorio de aprendizaje que pueda ser aplicado en un país con particularidades (descargas atmosféricas, ataques terroristas, predominio de generación hídrica y fenómenos de sequía multianuales) que justifica la realización de un estudio completo de los principales servicios complementarios. Además, en esta tesis se explora la posibilidad de utilizar GD para la provisión de los servicios complementarios de control de frecuencia y control de tensión, con el fin de buscar soluciones que combinen aspectos técnicos, económicos y ambientales. Finalmente, se diseña una microrred con datos de una subred de distribución existente, con el propósito de estudiar y plantear acciones que permitan a SEP colombiano emprender caminos hacia la inclusión de redes inteligentes y de esta manera, lograr un suministro de electricidad más seguro y continuo. A continuación se muestran los objetivos propuestos en esta tesis doctoral.

1.1 Objetivos del presente trabajo

El presente trabajo busca identificar los principales aspectos que intervienen en la provisión de los servicios arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia. La razón de estudiar dichos aspectos es porque se desea implementar modelos de simulación que permitan mejorar las condiciones de

entrega de estos servicios complementarios y de esta manera aumentar la seguridad y confiabilidad de los sistemas interconectados.

1.1.1 Objetivo general

Proponer y evaluar políticas regulatorias para remunerar los principales servicios complementarios en los mercados de energía desregulados, mediante el uso de modelos de simulación

1.1.2 Objetivos específicos

- Determinar los aspectos fundamentales que deben tenerse en cuenta para el diseño de políticas regulatorias asociadas a la prestación de los servicios complementarios en mercados desregulados.
- Desarrollar modelos de simulación genéricos para cada servicio complementario que permitan relacionar aspectos técnicos, económicos y regulatorios.
- Evaluar por medio de los modelos genéricos, políticas regulatorias considerando características propias del mercado colombiano.

A continuación se describe la lista de etapas realizadas para el logro de los objetivos:

Etapa 1: Recopilación de la bibliografía para conocer el estado del arte al inicio del trabajo. En esta etapa se realizó una búsqueda rigurosa de los documentos que demostraran la importancia del tema y la manera de enfocar el aporte para mover los límites del conocimiento.

Etapa 2: Estudio de los aspectos técnicos, costos y experiencias internacionales más relevantes relacionadas con la remuneración de los servicios complementarios en mercados desregulados. El trabajo en esta etapa estuvo enfocado en encontrar elementos importantes que demostraran la necesidad de remunerar el servicio de arranque autónomo, control de tensión de tensión y reactivos; y control de frecuencia en

mercados desregulados para lograr una correcta implementación de los mismos en los SEP.

Etapa 3: Desarrollo de un modelo causal y formal para estudiarla remuneración del servicio de arranque autónomo: El modelo se realizó bajo la metodología de Dinámica de Sistemas (DS) y análisis de una propuesta de pago por disponibilidad del servicio de arranque autónomo en el sector eléctrico colombiano.

Etapa 4: Evaluación del modelo de arranque autónomo: El modelo fue implementado usando datos del área operativa Caribe de la zona norte del SIN colombiano. Además, el modelo fue validado en su estructura y comportamiento, el modelo se sometió con éxito a pruebas de consistencia dimensional, verificación de causalidad y valores extremos.

Etapa 5: Desarrollo de un modelo de incentivos para el servicio de control de tensión y reactivos usando Generación Distribuida (GD): Este modelo está compuesto por elementos técnicos y económicos. Los aspectos técnicos fueron estudiados con simuladores de redes de potencia y luego los resultados fueron incorporados al modelo propuesto realizado usando DS.

Etapa 6: Evaluación del modelo de servicio de control de tensión y reactivos: Este modelo se basa en las características técnicas y económicas de la zona Caldas, Quindío y Risaralda del sistema eléctrico de potencia colombiano.

Etapa 7: Desarrollo de modelo dinámico para evaluar la efectividad de un controlador electrodinámico en la prestación del servicio de control primario de frecuencia en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs): Este modelo consiste en la simulación de una PCHs real a través de diagramas de bloques y funciones de control para identificar la respuesta y precisión de un controlador electrodinámico propuesto. Para la implementación computacional del controlador se utilizó MATLAB y para el análisis de contingencias se utilizó NEPLAN. Este controlador es necesario para que los SEP puedan operar en modo isla eléctrica o microrred controlada, esto con el fin de operar dentro de un esquema de redes inteligentes.

Las etapas de esta investigación concluyen con la elaboración de este documento, el cual empieza en los dos primeros capítulos mostrando los argumentos y el estado del arte actual de los servicios complementarios arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia. Luego, los siguientes tres Capítulos describen los aportes originales realizados a la remuneración e incentivos para la implementación del servicio

de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia, respectivamente. La siguiente sección describe con mayor detalle la estructura de este documento

1.2 Estructura del documento

Esta tesis es organizada en seis capítulos. El **Capítulo 1** está compuesto por la introducción, motivación del tema, objetivos y las actividades realizadas durante la consecución de este trabajo.

El **Capítulo 2** presenta una caracterización de los servicios complementarios que permite cumplir con el primer objetivo específico que plantea la necesidad de determinar los aspectos fundamentales que deben tenerse en cuenta para el diseño de políticas regulatorias asociadas a la prestación de los servicios complementarios en mercados desregulados. Además, el Capítulo 2 termina con un análisis de los vacíos regulatorios y desafíos que deben enfrentar los mercados eléctricos desregulados que tienen incertidumbres en la remuneración de los servicios complementarios, potencial aumento en recursos distribuidos y desean incursionar en la operación de los SEP en forma de microrredes.

El **Capítulo 3** se desarrolla la problemática identificada en el Capítulo 2 referente al servicio de arranque autónomo, por lo que se propone un modelo realizado bajo la metodología de Dinámica de Sistemas (DS) debido a que esta metodología permite diseñar políticas regulatorias en mercados desregulados a través de la utilización de teorías de control.

El **Capítulo 4** está relacionado con el control de tensión y la propuesta de usar la generación distribuida como una herramienta para proveer dicho servicio. Además, en Colombia existe gran potencial de recursos primarios, especialmente en pequeñas centrales hidroeléctricas. Sin embargo, por motivos generalmente económicos, la capacidad instalada y el crecimiento anual de la GD en los países en vía de desarrollo es mínimo. Se propone entonces un esquema de incentivos novedosos que permita el crecimiento de la capacidad instalada en generación distribuida y se evalúa dicha propuesta usando un modelo bajo la metodología de DS.

El **Capítulo 5** presenta una propuesta para mejorar el control primario de frecuencia provisto por PCH, con el propósito principal de lograr optimizar la red de distribución para que pueda operar en forma de microrred en un futuro. Los usuarios conectados a una microrred tienen un mayor índice de confiabilidad y seguridad de suministro dado que, las microrredes pueden seguir operando luego de una falla en el SEP central. La propuesta del controlador de frecuencia es probada a través de una plataforma de simulación realizada en MATLAB. La plataforma de MATLAB permite implementar el controlador e ingresar los datos reales de una subred de distribución colombiana. La subred de distribución es simulada también en un software especializado de redes eléctricas llamado NEPLAN, el cual permite realizar un análisis de contingencias N-1 para determinar el grado de eficiencia del simulador propuesto.

Los modelos propuestos en los capítulos 3, 4 y 5 son modelos genéricos que tienen en cuenta principalmente los aspectos técnicos, sin olvidar el entorno económico que afecta cada servicio complementario, por ejemplo, datos de inversión actuales y experiencias remunerativas en mercados liberalizados diferentes al colombiano. Los modelos son evaluados considerando características propias del mercado colombiano, de esta manera se cumple a cabalidad con el alcance de los tres objetivos específicos propuestos al empezar la ejecución de este trabajo doctoral.

El **Capítulo 6** presenta las principales conclusiones de esta tesis doctoral, se destacan las contribuciones originales más importantes, se proponen desarrollos futuros y se presentan las discusiones académicas en las cuales se ha participado.

CAPITULO 2

CARACTERIZACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En este capítulo se presenta una revisión de los fundamentos, características técnicas y económicas de los servicios complementarios de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia. Además se muestra la regulación existente en Colombia relacionada con el servicio de control de frecuencia, dado que es el único servicio complementario reconocido en Colombia. Luego se explican los esquemas binacionales que actualmente tiene Colombia con Ecuador y Venezuela, con lo cual se busca mostrar la importancia de la operación continua de la red eléctrica colombiana para asegurar la estabilidad económica de la región. Por último, se identifican las falencias, desafíos y propuestas para mejorar los índices de confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos de potencia a través de la provisión de los servicios complementarios servicio de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia.

2.Caracterización de los servicios complementarios

El 26 de abril de 2007, ocurrió una desconexión total en el Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN), la cual fue calificada como la peor de la última década en Colombia, debido a la extensión y duración de la desconexión (XM, 2009). El tiempo de desconexión total fue de cuatro horas y media, incluyendo el tiempo usado para despejar la falla y la duración del proceso de restablecimiento (Ruiz et al., 2008). A raíz de esta desconexión, el regulador y el operador colombiano expresaron preocupación con relación a la necesidad de mejorar la seguridad y confiabilidad del sistema interconectado (XM, 2009a).

Mantener un sistema de transmisión seguro y estable es una tarea difícil en todas las economías modernas (IEA, 2002). La clave del éxito es el equilibrio simultáneo de los flujos de electricidad para mantener la frecuencia y la tensión dentro de los límites operativos permitidos por el sistema (Stoft, 2002). En el caso del sistema de transmisión en Colombia, la situación es más compleja porque además de las condiciones técnicas mencionadas anteriormente, el operador del sistema debe estar preparado para operar ante imprevistos ataques terroristas, fenómenos climáticos multianuales, nivel cerámico alto y demanda nacional e internacional. La Figura 2-1 muestra las condiciones externas que pueden afectar la red eléctrica colombiana y que ponen en riesgo la operación normal y la continuidad del suministro de electricidad del SEP en Colombia.

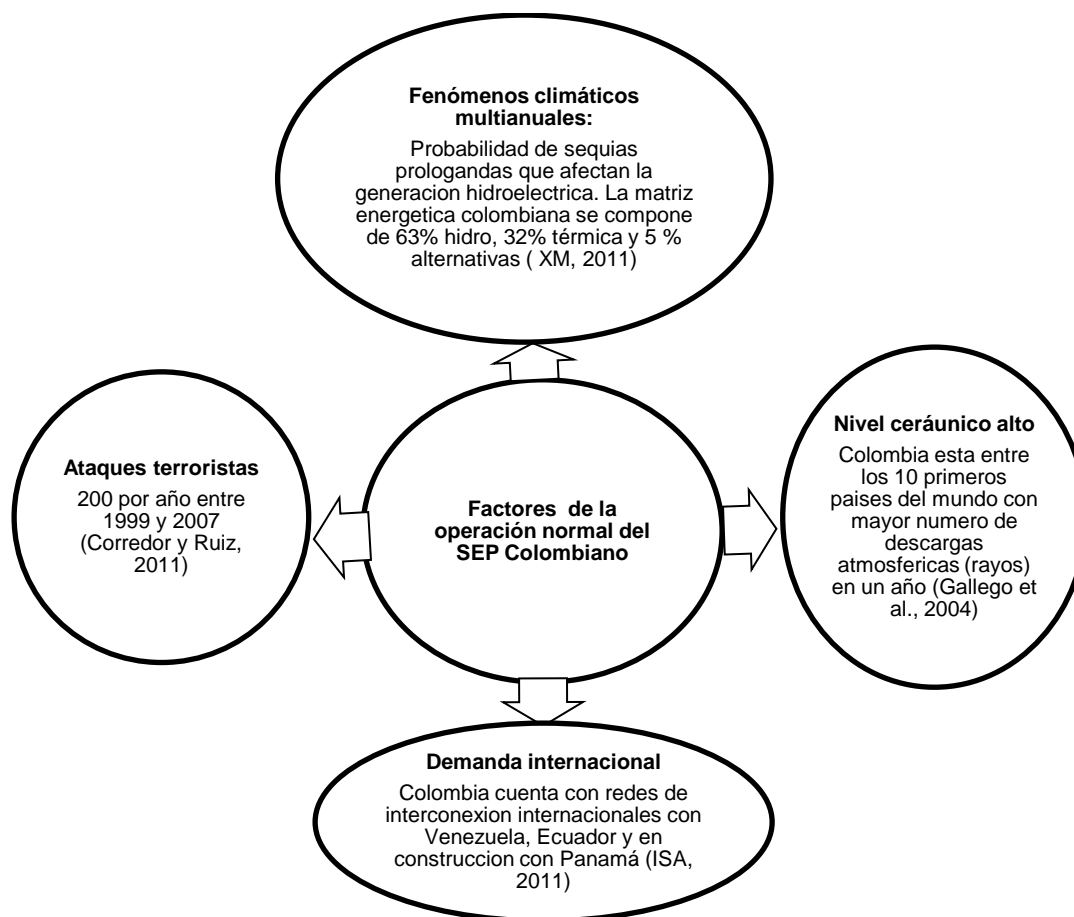


Figura 2-1: Condiciones externas que ponen en riesgo la operación normal del SEP Colombiano.(Fuente: Elaboración propia).

Las condiciones externas expuestas en la Figura 2-1 muestran que el SEP colombiano necesita contar con servicios de soporte técnico para evitar que situaciones inesperadas como las descargas atmosféricas o los ataques terroristas ocasionen desconexiones parciales o totales. En caso de desconexiones inevitables, los servicios de soporte técnico ayudan a disminuir los tiempos de restablecimiento (Adibi, 2000) de las redes de interconexión nacionales e internacionales.

Los servicios de soporte técnico son definidos como aquellos servicios necesarios para mantener la unidad, la estabilidad y la calidad de los sistemas de energía eléctrica (Rebours et al., 2007). Los servicios de soporte técnico se conocen globalmente como servicios complementarios, los másutilizados en los sistemas desregulados son el control de frecuencia, control de tensión y el servicio de arranque autónomo (Stoft, 2002).

Los servicios de control de frecuencia y control de tensión están relacionados con la adquisición y puesta en marcha de equipos especializados que le permite a los operadores de los SEP mantener la frecuencia y la tensión respectivamente dentro de los límites operativos permitidos (Gómez-Expósito, 2002) con el fin de que la operación se realice con índices aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad. El servicio de arranque autónomo está relacionado con el uso de equipos especializados para que en caso de una desconexión parcial o total, los operadores de los SEP cuenten con herramientas para realizar un proceso de restablecimiento exitoso y en el menor tiempo posible (Adibi, 2000).

En la Figura 2-2 se puede observar los cuatro elementos fundamentales para prestar el servicio de arranque autónomo exitosamente, dos de estos elementos son el servicio de control de frecuencia y el servicio de control de tensión. Cada elemento necesita equipos especializados que implica costos de inversión (Hirst, 2000).

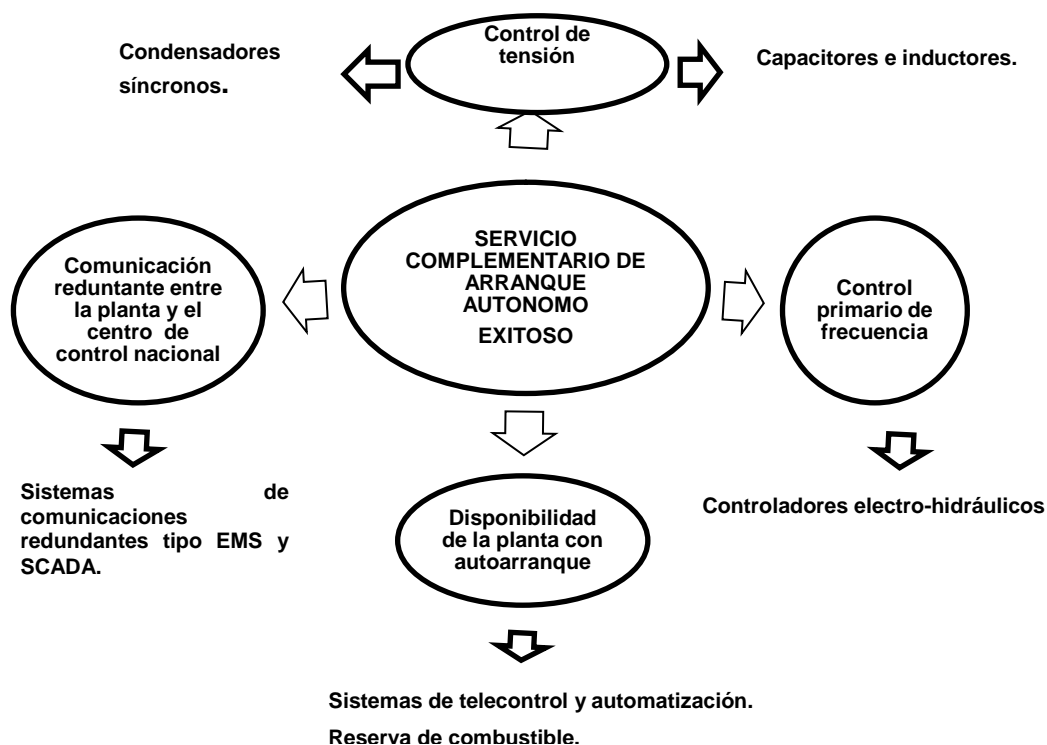


Figura 2-2: Servicios y equipos especializados asociados con la prestación exitosa del servicio de arranque autónomo. (Fuente: Elaboración propia)

La Figura 2-2 también muestra la relación que existe entre el servicio de arranque autónomo y los servicios complementarios de control primario de frecuencia y control de tensión. La aplicabilidad de cada uno de estos tres servicios complementarios es diferente y cada uno aporta a la calidad, confiabilidad y seguridad en tiempos de operación, cantidades y ubicaciones dentro del SEP diferentes (Rebours et al., 2007); por lo tanto, lo ideal es implementar los tres servicios complementarios para evitar falencias en la correcta operación de la red eléctrica.

La red eléctrica en Colombia “según se mostró en la Figura 2-1” está influenciada por múltiples factores, lo que justifica que en esta tesis doctoral se proponga utilizar el SEP colombiano como un laboratorio de aprendizaje que sirva para estudiar políticas de decisión que permitan una óptima implementación de los servicios de control de frecuencia, control de tensión y arranque autónomo.

El laboratorio de aprendizaje propuesto en esta tesis se enfoca en proporcionar, a través de metodologías de simulación, un espacio de formación a nivel teórico, metodológico y práctico que busque encontrar nuevas propuestas para reglamentar estos tres servicios complementarios en mercados desregulados.

Las políticas de reglamentación propuestas deben tener fundamentos técnicos, económicos y regulatorios actuales con el fin de definir las falencias o debilidades de cada servicio complementario y si es necesario, proponer cambios. Por esta razón, este capítulo primero muestra aspectos técnicos fundamentales de cada servicio complementario; segundo se estudian las condiciones de operación en los países con los que Colombia tiene actualmente Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) y finalmente se hace un análisis de los cambios y desafíos que deben emprender las políticas energéticas en Colombia para lograr una implementación efectiva de los tres servicios complementarios.

2.1 Servicio de arranque autónomo

Un SEP es un conjunto dinámicamente estable la mayor parte del tiempo; sin embargo, se encuentra expuesto a problemas operativos como salidas forzadas de

plantas de generación, salidas de líneas de transmisión o desconexiones de grandes bloques de la demanda (Gómez-Expósito, 2002). Según el grado de severidad, estos problemas pueden llevar a colapsos de tensión y frecuencia que terminan ocasionando desmembramientos y desconexiones totales en los SEP (Adibi, 2000).

La mayoría de colapsos ocurren por la combinación de múltiples circunstancias, como descargas atmosféricas, errores humanos, fallas de diseño, deficiencia en los programas de mantenimiento, sistemas inadecuados de protección y algunos problemas menos predecibles como los ocasionados por el terrorismo. La Figura 2-3 muestra las principales causas que han desencadenado colapsos en los últimos años en el mundo (Adibi, 2009).

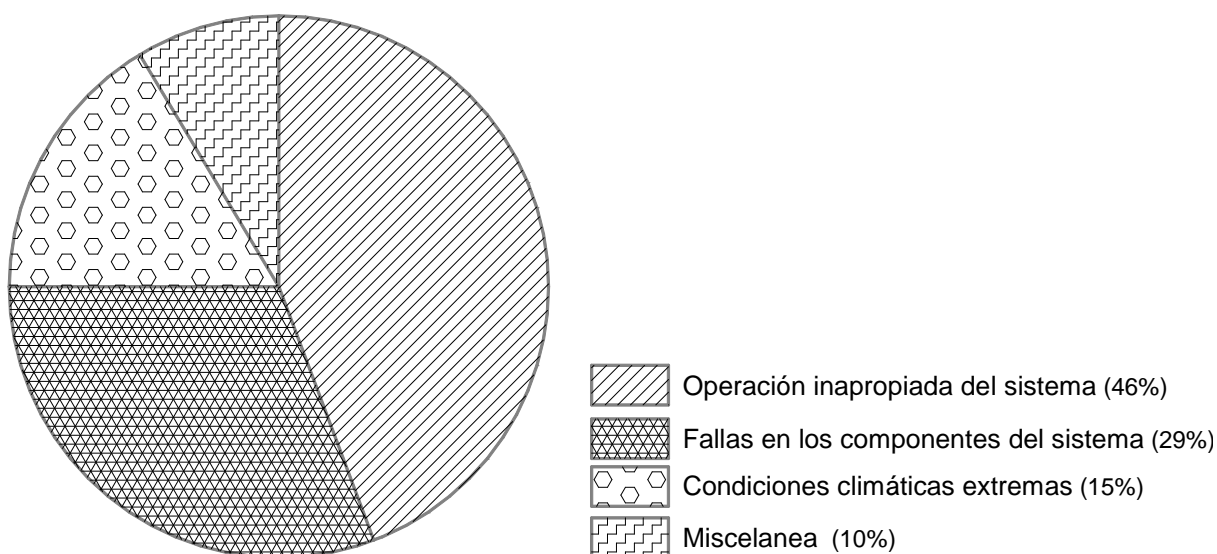


Figura 2-3: Principales causas que han ocasionado desconexiones parciales o totales en los sistemas interconectados del mundo. (Datos: Adibi, 2009)

Las causas que desencadenan apagones en los SEP son generalmente impredecibles e imposibles de eliminar; por lo tanto, es imposible tener el 100% de confiabilidad y seguridad en los SEP (Pourbeik et al., 2006). El objetivo debe ser mantener un adecuado nivel de confiabilidad y seguridad en el SEP que permita minimizar el riesgo de desconexiones y, unido a lo anterior, se debe estar preparado para que en una salida forzada del sistema, se pueda restablecer la operación normal lo más pronto posible. La

duración de la interrupción del suministro de electricidad es un factor que incrementa de manera exponencial el impacto negativo en el usuario final (Adibi, 2009).

La Figura 2-4 muestra la curva de aversión de los usuarios frente a un apagón eléctrico, la cual fue construida con datos de Brasil (2000) y Estados Unidos (2003). En la Figura 2-4 se puede observar que después de 30 minutos, la inconformidad de los usuarios empieza a crecer exponencialmente, hasta llegar a la intolerancia. Así se desencadenan demandas a las empresas de energía, las cuales son justificadas por los perjuicios generados a los usuarios finales. Un ejemplo de lo anterior fue el apagón de 2003 en los Estados Unidos, las pérdidas reportadas superaron los 2.000 millones de dólares en cada uno de los siguientes sectores afectados (Hamachi y Eto, 2006): transporte (metro), salud (hospitales), banca (manejo de tarjetas de crédito) y turismo (reserva en línea y pago de huéspedes en los hoteles).

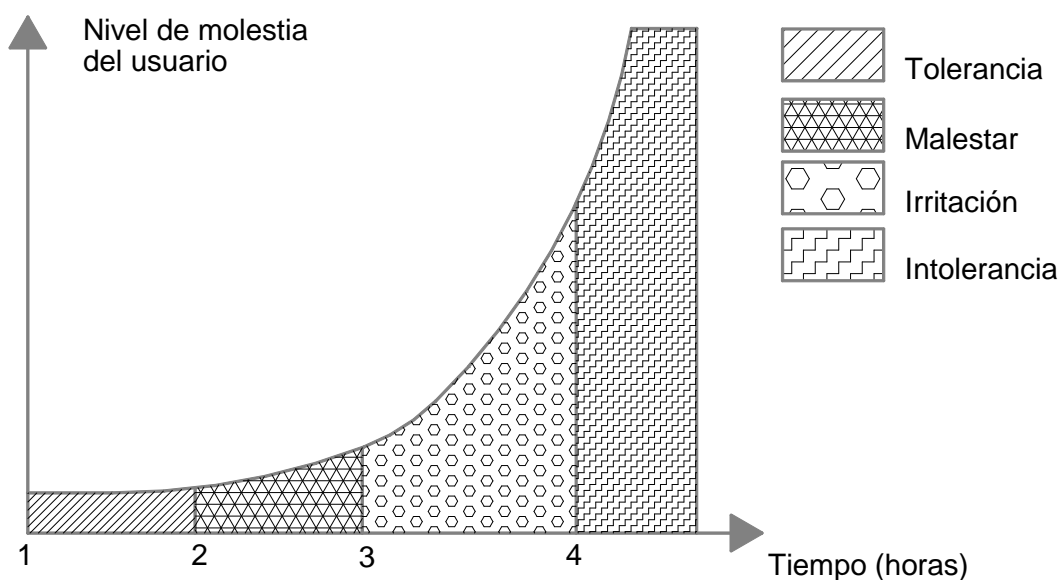


Figura 2-4: Curva de la aversión de los usuarios frente a los colapsos de los sistemas interconectados de potencia (Adaptado de: Gomes, 2004).

Para disminuir el tiempo en el proceso de restablecimiento se debe implementar el servicio de arranque autónomo (Adibi, 2000). El arranque autónomo permite, mediante equipos especializados, retomar el proceso de generación de energía eléctrica luego de tener una desconexión total que ocasione una ausencia total de tensión. La implementación del servicio de arranque autónomo está compuesta por aspectos

técnicos y económicos. En esta sección se explicará cada uno de estos aspectos, además de experiencias internacionales relacionadas con la remuneración de este servicio en mercados desregulados de electricidad en el mundo.

2.1.1.Principales características técnicas del servicio de arranque autónomo

Un proceso de restablecimiento del sistema de potencia está formado por uno o varios bloques constructivos, cada uno contiene una configuración mínima de un sistema autónomo y totalmente estable (Isemonger, 2007). Un bloque constructivo de restablecimiento está formado por una planta de generación con arranque autónomo, una planta de generación sin capacidad de arranque autónomo, la red de interconexión necesaria para unirlos, bloques de carga, y el equipo necesario para el control de frecuencia y tensión (Adibi, 2000). Las acciones de restablecimiento deben tener en cuenta la siguiente secuencia:

1. Arranque de las unidades con capacidad de arranque autónomo.
2. Suministro de energía a las unidades sin capacidad de arranque autónomo.
3. Operación de seccionadores e interruptores de la red.
4. Conexión y desconexión de cargas.

La función principal del sistema de arranque autónomo es proporcionar energía eléctrica a los equipos auxiliares de la planta cuando no se tiene alimentación debido a una falla generalizada y severa (Hirst, 2000), ya sea desde la red externa o desde las unidades generadoras de la planta. Las plantas generadoras con arranque autónomo pueden arrancarse sin el suministro de energía eléctrica, en el momento de una desconexión parcial o total de la red (Adibi, 2000). Los sistemas de arranque autónomo también son utilizados para aumentar la potencia de salida del generador (MW) en picos de demanda. Las características que permiten el uso de estas plantas de generación en un proceso de restablecimiento son (Adibi, 2009):

- Arranque inmediato y toma de carga máxima entre 15 y 30 minutos.
- Mínimas operaciones de maniobra.

- Estabilización entre el 5% y 10 % hasta el 100 % de su potencia nominal.
- Rápida respuesta a cambios súbitos de carga.
- Amplia capacidad de toma de carga (MW/minuto).

2.1.2. Costos asociados al servicio de arranque autónomo

Las plantas que soportan el arranque autónomo poseen principalmente costos de adquisición y mantenimiento de plantas auxiliares (Hirst, 2003). El costo de una planta auxiliar depende de la tecnología elegida. Los tipos de plantas auxiliares más utilizados son (Adibi, 2000):

- Motores diesel de velocidad media.
- Pequeñas turbinas de ciclo abierto de gas,
- Generadores auxiliares de imanes permanentes,
- Pequeñas centrales hidroeléctricas.

Las plantas auxiliares también necesitan un sistema de transferencia, que se compone de barras auxiliares, interruptores, protecciones, y un centro de control de motores dedicado exclusivamente al servicio de arranque autónomo (Kosow, 1991). El sistema de transferencia permite que la planta auxiliar mantenga la frecuencia y la tensión con la calidad necesaria para conectarse posteriormente la planta de generación con autoarranque a las plantas sin autoarranque y así lograr una restauración exitosa de potencia. Cuando se utilizan motores de corriente continua, se necesitan adicionalmente bancos de baterías y rectificadores. Por último, la comunicación entre los operadores de la región y el operador del sistema debe ser permanente y no debe depender de la red interconectada (Hirst, 2003) para que las maniobras de reconexión sean programadas y disminuyan los errores humanos (Isemonger, 2007). Así se evita que el sistema recaiga en un “efecto dominó” conocido en la terminología de la ingeniería eléctrica como deslastre de carga (Kundur, 1994).

2.1.3. Experiencias internacionales en la remuneración del servicio de arranque autónomo

El servicio de arranque autónomo es un servicio remunerado en mercados como el de Inglaterra (NGC, 2012), Pensilvania, New Jersey y Maryland (PJM, 2012), California (CAISO, 2012) y Australia (AEMO, 2011). Para la remuneración, Inglaterra, exige que las

plantas tengan una capacidad mínima de generación de 200 MW. Australia, clasifica el servicio de arranque autónomo en dos servicios: servicio rápido y servicio general. El servicio rápido es mejor remunerado y es prestado por las plantas con una capacidad mínima de respuesta de dos horas; el servicio general es provisto por unidades de generación capaces de iniciar el restablecimiento en las cinco horas posteriores al apagón (AEMO, 2011).

En el mercado PJM, la remuneración del servicio de arranque autónomo tiene un elemento llamado en la fórmula tarifaria “*factor de motivación*” y corresponde a un aumento en la remuneración del 10% para aquellas plantas que, a través de pruebas o en procesos de restablecimiento anteriores al año de facturación, hayan demostrado su buen funcionamiento (PJM, 2012). En la Tabla 2-1 se muestra un resumen comparativo de los principales aspectos regulatorios relacionados con la remuneración del servicio de arranque autónomo.

Tabla 2-1: Aspectos económicos del servicio de arranque autónomo en algunos países donde el servicio es remunerado(Fuente: Elaboración propia).

Aspectos Económicos	Inglaterra (NGC, 2012)	PJM (PJM, 2012)	California (CAISO;2012)	Australia (AEMO, 2011)
Mecanismos de transacción	Contratos bilaterales anuales	Contratos bilaterales anuales	Contratos Bilaterales	Contratos bilaterales a cuatro años para las plantas con respuesta máxima de una hora. Contratos bilaterales a un año para plantas con respuestas superiores
Remuneración	Durante construcción: costos en equipos. Después: disponibilidad y utilización	Crédito durante la adquisición y puesta en marcha de los equipos de arranque autónomo. Disponibilidad y en caso de utilización se les paga el 10 % adicional del monto por disponibilidad.	Disponibilidad se use o no (\$/MWh) con tarifas discriminatorias según el % de confiabilidad adquirido en pruebas. Costos de arranque y parada en caso de un proceso de restablecimiento.	Disponibilidad se use o no (\$/MW)
Pago de los consumidores	Parte del costo	100 % de los costos	100% de los costos.	50 % de los costos totales de provisión del servicio con tarifas diferenciales según el tamaño y el tipo de usuario (residencial, comercial o industrial). El otro 50 % lo pagan los generadores.
Precio	Ingresos anuales Equipos: US \$545,16/kW Disponibilidad US \$ 30,172/hr Utilización US\$ 78,86/MWh	Ingresos anuales estimados de una planta de 20 MW: US\$ 38.455		Ingresos anuales estimados de una planta de 100 MW: US\$ 90.000.

La Tabla 2-1 muestra que en estos países se utiliza unánimemente los contratos bilaterales como estructura de mercado y además se remunera la utilización y la disponibilidad de las plantas con arranque autónomo.

La utilización de las plantas con arranque autónomo se realiza en procesos de restablecimiento. Los procesos de restablecimiento no tienen periodicidad y generalmente se demoran años en repetirse. Por ejemplo, los últimos tres procesos de restablecimiento

en USA ocurrieron con un intervalo de tiempo de aproximadamente tres años (Adibi, 2009). En Colombia, los últimos dos apagones ocurrieron en los años 2000 y 2007 (XM, 2009).

La falta de periodicidad de las desconexiones de los SEP y la baja utilización de los equipos para proveer el servicio de arranque autónomo (Hirst, 2000) son factores que justifican la remuneración de la disponibilidad de los equipos de arranque autónomo. Ya que aunque dichos equipos no sean utilizados, necesitan mantenimiento preventivo para conservarlos en óptimas condiciones (Adibi, 2000).

2.2 Servicio de control de tensión y reactivos

El control de tensión y reactivos consiste en el uso de recursos de generación y transmisión necesarios para mantener la tensión dentro de los rangos requeridos por el SEP (Gómez-Expósito, 2002). El control de tensión y reactivos permite a los SEP liberar cierta capacidad de potencia aparente en las líneas de transporte (Grainger y Stevenson, 2001). Esta reducción mejora los índices de confiabilidad debido a que se aumenta la reserva de potencia activa, lo que permite estar mejor preparado para afrontar una sobrecarga y de esta manera poder disminuir la probabilidad de una desconexión fortuita (Adibi, 2000). Además, el mejoramiento de los perfiles de tensión y la gestión de los recursos para la absorción y entrega correcta de reactivos permite reducir las pérdidas por *Efecto Joule* principalmente en las líneas que van desde las fuentes hasta el punto donde se debe compensar los reactivos (Yebra, 1987). En el Anexo 1 se explica la relación de la tensión con la potencia reactiva en los SEP de forma circuital y la siguiente sección muestra los diferentes elementos existentes en un SEP que pueden ser utilizados para proveer el servicio de control de tensión y reactivos.

2.2.1 Tecnologías usadas para la provisión del servicio de control de tensión y reactivos en los SEP actuales

Los generadores son una de las mejores opciones para prestar el servicio de control de tensión gracias a su flexibilidad y efectividad en la regulación de la tensión y en la absorción o entrega de reactivos a la red. En esta sección se muestra la gama de

dispositivos que actualmente puede utilizarse para realizar control de tensión y reactivos, y se hace énfasis en las falencias de cada tecnología con el fin de justificar el uso de generadores para prestar este tipo de servicio complementario. Para un mayor detalle, (Hirst y Kirby 1998) proporciona una comparación entre las tecnologías mencionadas en esta sección.

✓ Unidades generadoras

Las unidades generadoras pueden absorber y entregar reactivos teniendo en cuenta los límites técnicos para evitar que se vea afectada la vida útil de la máquina. La Figura 2-5 es una curva típica P-Q de una planta generadora conocida en términos técnicos como curva de cargabilidad (Kundur, 1994), los límites de entrega (señalados en la Figura 2-5 con el número 4) y la absorción de reactivos (señalados en la Figura 2-5 con el número 5) se deben respetar para evitar daños en la vida útil de la planta por exceder los límites por pérdidas en el hierro y en los devanados del rotor. Además, a medida que se requiere más absorción y/o entrega de reactivos, la potencia activa generada disminuye (desde el origen-hasta el número 1) y, en caso de que no se remunere la gestión de reactivos, los agentes generadores incurren en costos de oportunidad (desde el número 1-hasta el número 2), pues dejan de recibir dinero al disminuir la potencia generada. Esta es la principal razón por la que los agentes generadores piden remuneración por prestar el servicio de control de tensión y reactivos (Rebours et al., 2007).

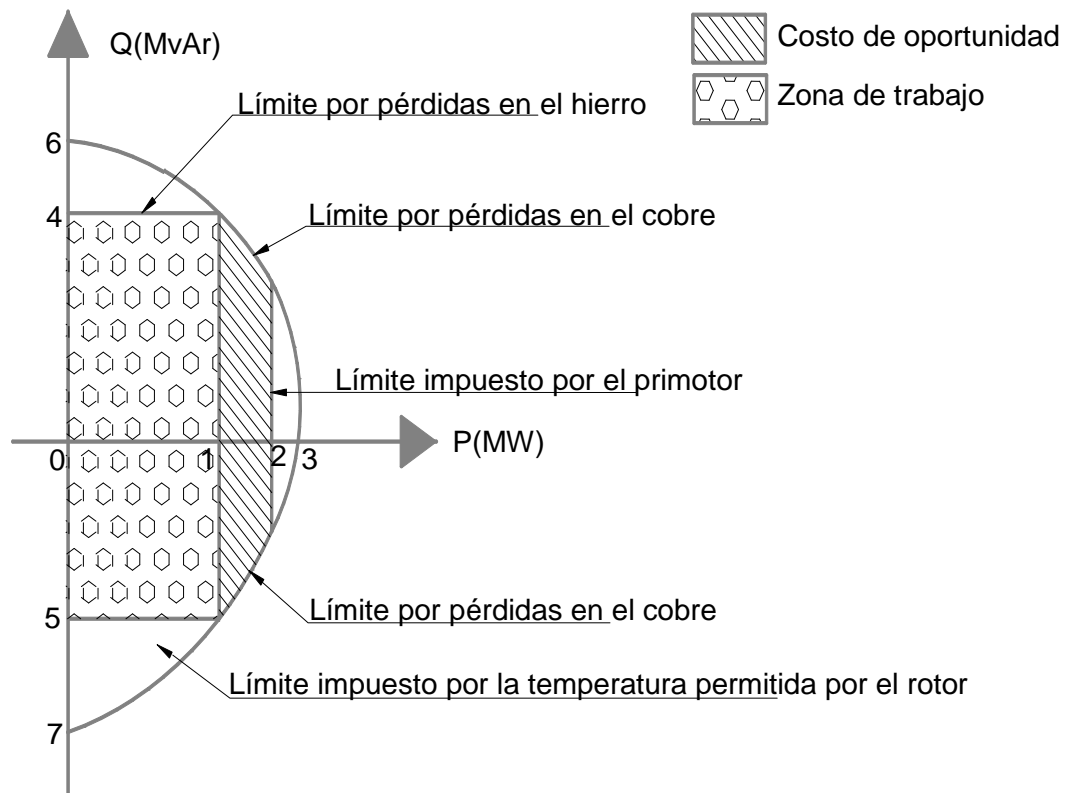


Figura 2-5: Curva PQ típica y límites operativos de una planta de generación eléctrica (Adaptado de: Rebours, 2008).

El tipo de energía primaria utilizada también influye en la efectividad de las unidades generadoras para prestar el servicio complementario de control de tensión y reactivos. Las unidades hidroeléctricas son las unidades con mayor posibilidad de realizar variaciones de generación con respecto a la potencia nominal de salida de la unidad por minuto. Generalmente, las hidroeléctricas pueden variar del 90 al 150 % por minuto, mientras las unidades térmicas con mejor respuesta son las que usan combustibles líquidos o gas, con una respuesta de 8% por minuto, siguen las unidades a carbón, con una respuesta de 2 al 4 % por minuto y, finalmente, las unidades nucleares con una respuesta de 1 al 5 % de variaciones por minuto. La diferencia entre las plantas hidroeléctricas y las unidades térmicas yace esencialmente en la inercia y las limitaciones térmicas de la caldera propias de las unidades térmicas (UCTE, 2004).

✓ Activos básicos de transmisión y distribución

Las redes de transporte y distribución están compuestas principalmente de líneas y transformadores. Por lo tanto, es eficaz utilizar sus capacidades para controlar la tensión

(Checa, 2000). En primer lugar, la relación de transformación de los transformadores puede ser modificada en funcionamiento en tiempo real. Esto se hace seleccionando la posición adecuada, entre una decena de taps (Grainger y Stevenson, 2001). Sin embargo, esta técnica crea sobretensiones, es limitada en amplitud y puede conducir a un colapso de tensión cuando un transformador trata de absorber una cantidad constante de energía que el sistema no es capaz de proporcionar (Custem y Vournas, 2008).

En segundo lugar, las líneas y transformadores tienen una inductancia relativamente alta, lo que se traduce en grandes cantidades de potencia reactiva. Además, la resistencia de estos elementos induce pérdidas de potencia activa. Por lo tanto, la impedancia de la red puede ser modificada mediante la adopción de líneas de transmisión en o fuera de servicio (Checa, 2000). Este método crea sobretensiones, aumenta las posibilidades de incidencia durante la maniobra y se limita en amplitud. Así los activos básicos que hacen parte de la transmisión y la distribución son útiles, pero tienen una maniobrabilidad limitada en comparación con las unidades generadoras (Rebours, 2007).

✓ Dispositivos contruidos exclusivamente para controlar tensión

Estos dispositivos utilizan elementos pasivos, tales como capacitancias e inductancias, las cuales, en la actualidad, funcionan con automatismos que permiten disminuir el tiempo de respuesta, son económicos y fáciles de instalar; pero crean transitorios, pueden introducir problemas de resonancia y su compensación de potencia reactiva depende de la tensión, por lo que en momentos de falla o cuando la regulación de tensión es deficiente, su efectividad es nula (Kueck et al., 2006).

Los elementos pasivos pueden convertirse en dispositivos más eficientes a través de la electrónica de potencia. Estos aparatos pertenecen a la gran familia de la Corriente Alterna Flexible y se conocen con el nombre de FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems). Los dispositivos FACTS son elementos basados en electrónica de potencia, capaces de modificar los parámetros y variables del sistema, como la tensión, la corriente y la impedancia, para mejorar la transferencia de potencia y la estabilidad de tensión (Hingorani y Gyugyi, 2000). Estos elementos de compensación pueden ser conectados en serie con las líneas de transmisión o en paralelo con los nodos.

Adicionalmente, a nivel de sistemas de distribución, el uso de Recursos Energéticos Distribuidos (REDs) se encuentra en investigación para la provisión del servicio de control de tensión (Pecas Lopes, 2007). En la siguiente sección se muestra la definición, las fortalezas y debilidades de los REDs encontradas hasta la fecha, relacionadas con la utilización de estos recursos para proveer el servicio de control de tensión y gestión de reactivos en las redes de distribución de los SEP.

2.2.2 Recursos Energéticos Distribuidos para la provisión del servicio de control de tensión y reactivos

Los Recursos Energéticos Distribuidos (REDs) son aquellos recursos de generación conectados directamente a la red de distribución. Los REDs están compuestos por la Generación Distribuida(GD) y tecnologías de almacenamiento de energía (IEEE 1547.4, 2011). Las cargas sensibles tales como usuarios con altos consumos y equipos de telemedición son reconocidos como REDs siempre y cuando el SEP esté operando en forma de “islas” intencionales o microrredes (Chowdhury et al., 2009). Las microrredes funcionan a niveles de tensión de distribución, por lo que el control de tensión debe hacerse con tecnologías ubicadas cercanas al usuario final (Sioshansi, 2011). La Tabla 2-2 muestra las fortalezas y debilidades de la GD, las tecnologías de almacenamiento y las cargas sensibles para el control de tensión y reactivos.

Tabla 2-2: Definición, fortalezas y debilidades de los REDs para proveer el servicio de control de tensión en los SEP(Fuente: Elaboración propia).

Ítem	GD (IEEE Std 1547.3)	Dispositivos de punta en almacenamiento de energía (Yu y Tolbert, 2006)	Cargas especiales (Rebours, 2008)
Definición	Fuente de energía eléctrica conectada a las redes de distribución o al lado del medidor del usuario final	Dispositivos de almacenamiento de energía local en forma de campo electromagnético (bobinas superconductoras) o en forma de campo eléctrico (superconductores).	Consumidores con altos consumos de potencia activa y reactiva, los cuales cuentan con equipos de telemedición.
Fortalezas	Mejora la regulación de tensión en redes de distribución con tensiones bajas y permite disminuir las pérdidas por efecto Joule en las líneas gracias a la compensación de reactivos en la red. (Pepermans et al., 2005)	Conectados a la GD permiten mejorar la respuesta de la GD en compensación de reactivos principalmente	Están en proceso de investigación pues es deseable tener SEP con cargas flexibles que permitan conectarse y desconectarse según los requerimientos de la red, lo que permitiría una optimización de los recursos energéticos
Debilidades	La conexión excesiva de la GD puede ocasionar efectos no deseados en la calidad de la potencia eléctrica tales como sobretensiones	Efectos no deseados en la calidad de la energía eléctrica tales como armónicos y huecos en la tensión.	Disponibilidad impredecible. Participación no continúa.

2.2.3 Experiencias internacionales en la remuneración del servicio de control de tensión

A continuación se presenta algunas experiencias internacionales que permiten tener una visión más amplia de la prestación del servicio de control de tensión y potencia reactiva, así como la remuneración por la prestación del servicio. La Tabla 2-2 muestra los principales elementos que caracterizan la remuneración del servicio de control de tensión y reactivos en Inglaterra, Australia, PJM y New York. En la Tabla 2-3 se puede observar que en todos los países estudiados se remunera el control de tensión según la capacidad de cada generador, con el propósito de utilizar los recursos de potencia reactiva obligatorios que poseen los generadores, pero sin detrimento en la operación de estos.

Tabla 2-3: Aspectos económicos del servicio de control de tensión en algunos países donde el servicio es remunerado(Fuente: Elaboración propia).

Aspectos Económicos	Inglaterra(NGC, 2012b)	PJM (PJM, 2012)	New York (NYSO, 2012)	Australia(AEMO, 2011)
Mecanismos de transacción	Contratos bilaterales anuales	Pagos anuales regulados por FERC	Contratos bilaterales	Contratos bilaterales a cuatro años para las plantas con respuesta máxima de una hora. Contratos bilaterales a un año para plantas con respuestas superiores
Remuneración	Capacidad	Capacidad	Capacidad	Capacidad
Dispositivos utilizados	Generación mayor a 30 MW y estudios preliminares para incluir GD(FENIX, 2009)	Generación SVC		Generación
Pagos Anuales (US/MVAr)	4000	2430	4000	2000

2.3 Servicio de control de frecuencia

El control de frecuencia de un sistema eléctrico tiene como objetivo mantener un equilibrio entre la generación y la carga en tiempo real dentro de un área de control (Raineri et al., 2006). Esta tarea debe considerar las variaciones de la demanda, las cuales se presentan de manera horaria, semanal y mensual, y es más compleja si se tiene en cuenta que existe un error típico en el pronóstico de la demanda que oscila entre el 2% y 3% (Hor et al., 2005). En los sistemas de potencia generalmente se utilizan tres servicios relacionados con control de frecuencia. La Figura 2-6 muestra los intervalos de tiempo para cada regulación de frecuencia.

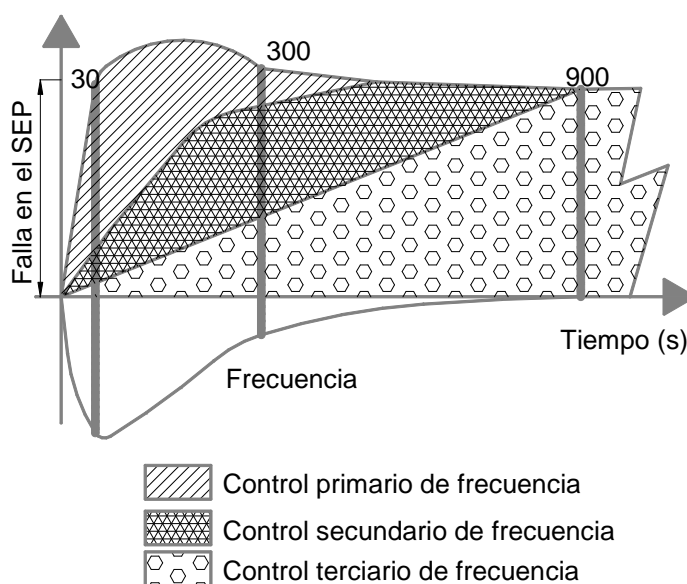


Figura 2-6: Secuencia de actuación de las reservas relacionadas con el control de frecuencia (Adaptado de: XM, 2009).

La diferencia entre los tres niveles jerárquicos se debe en primer lugar, al tiempo de respuesta y en segundo lugar a la forma en que la respuesta es entregada al SIN. El control primario de frecuencia actúa a nivel local, utilizando los controles de los generadores conectados y sincronizados con el SIN, los cuales se activan inmediatamente después de detectar una alteración, sin importar el lugar donde ocurrió el evento. El control secundario de frecuencia y el control terciario de frecuencia se activan de forma centralizada y con independencia del lugar en el que la perturbación tiene lugar, y sólo responderán al evento aquellas plantas que proporcionan este servicio de forma coordinada y supervisada por el operador del sistema de potencia. La siguiente sección explica los tres controles de frecuencia que permiten el funcionamiento estable del sistema de energía eléctrica. En el Anexo 2 se muestran las características técnicas de los tres controles de frecuencia y a continuación se explica la reglamentación actual de los tres niveles jerárquicos del control de frecuencia en el SIN.

2.3.1 Reglamentación del servicio de control de frecuencia: reglamentación actual del SIN.

El control de frecuencia cuenta con una reglamentación exclusiva en el SIN colombiano, a diferencia del servicio de arranque autónomo y control de tensión y reactivos. Por esta

razón, en esta sección se realiza una descripción general de la regulación colombiana en este tema y no de experiencias internacionales.

• Control primario de frecuencia

El servicio de control primario de frecuencia es de carácter obligatorio para todos los agentes generadores que participan en el mercado a corto plazo (CREG 025, 1995). Los agentes generadores no reciben ninguna remuneración por la prestación del servicio de control primario de frecuencia, pero sí es penalizado en caso de no prestar el servicio adecuadamente (CREG 023, 2001).

El cumplimiento de los agentes generadores es valorado por el operador del SEP ante situaciones de desbalance entre la generación y la carga, verificando la respuesta coherente de la generación contra la evolución de la frecuencia del sistema. Adicionalmente, el CNO exige a las plantas de generación cada cuatro años pruebas de estatismo y banda muerta (CNO 158, 2001). En caso de incumplimiento en la prestación del servicio, los agentes generadores son penalizados teniendo en cuenta la ecuación (2.1), la cual corresponde a la fórmula de reconciliación por cada día de incumplimiento (CREG 023, 2001).

$$REC = \sum_{i=1}^{24} Gri * 2R_F * PR \quad (2.1)$$

Dónde:

REC: Reconciliación por la no prestación del Servicio de control primario de frecuencia.

Gri: Generación real en la hora i.

R_{RF}: Porcentaje de Reserva para control primario de frecuencia, con respecto a su generación horaria programada.

PR: Precio de Reconciliación según lo establecido en la reglamentación vigente.

Para determinar si los agentes generadores prestaron el servicio de control primario de frecuencia de manera eficiente, el operador del sistema hace seguimiento permanente de todas las unidades despachadas centralmente y está autorizado para tomar registros en

el momento en que se presentan variaciones de la frecuencia por fuera de los rangos normales de operación establecidos en el reglamento vigente con el fin de analizar y detectar un posible incumplimiento (ISA, 2001).

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) distribuye diariamente la totalidad de la cantidad liquidada por concepto de penalizaciones, entre las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente que no hayan sido objeto de Reconciliación por este concepto durante el respectivo día. Dicha asignación se hace a prorrata de la generación real del día (CREG 023,2001).

- **Control secundario de frecuencia**

Con respecto a las reglas comerciales, la asignación del servicio de control secundario de frecuencia se ejecuta mediante una subasta inglesa, donde los generadores de menor precio tienen prioridad, y entre éstos, se prefiere aquél con menor mínimo técnico o generación de seguridad.

Cada día el operador del sistema asigna para cada hora del día siguiente la franja de AGC que tendrán las plantas responsables del servicio, la cual se mide en MW. La planta con servicio de AGC debe subir o bajar generación de acuerdo con las necesidades del sistema dentro de la franja asignada. La conciliación del mercado de AGC se realiza por separado, penaliza las fallas en el suministro del monto asignado y remunera el servicio prestado efectivamente, aún en los casos cuando no se les asignó. El monto global por AGC se distribuye entre todas las cargas, mientras que la conciliación sólo compete a los generadores. Una vez pasa la operación se puede presentar tres situaciones (CREG 064, 2000):

Caso 1: Las plantas y/o unidades de generación no prestaron efectivamente el servicio de control secundario de frecuencia aunque hayan tenido asignación por parte del Centro Nacional de Despacho (CND). En este caso, no se tiene en cuenta la generación instalada (G_I), sino la generación real (G_r). En el caso 1, la G_r es menor a la generación asignada o programada (G_p), la cual es determina cada día por el operador del sistema para cada hora del día siguiente de cada generador despachado centralmente. La G_p ya

tiene en cuenta la franja de AGC u Holgura (HO). En este caso el agente generador no recibe ninguna remuneración por concepto de AGC, además es se cobran penalizaciones por desviaciones en caso de que se cumpla la ecuación (2.2)

$$Si \left[1 - \frac{Gr}{(Gp + \Delta Gp)} \right] * 100 > \%DA \quad (2.2)$$

Donde %DA es el porcentaje de Desviación Admisible establecido en reglamentación vigente por el regulador del sistema colombiano, en este momento dicha desviación es del 5 %.

El precio al cual se paga la magnitud horaria de las desviaciones en MWh dependerá de la diferencia absoluta entre el precio de oferta (Po) y el precio de bolsa nacional o internacional (Pb) en la hora específica en que ocurrieron las desviaciones. Con respecto al precio por reconciliación en caso de ser negativa se calcula como se muestra en la ecuación (2.3):

$$P_{RAGC(-)} = \frac{Po + Pb(nacional)}{2} [$/MWh] \quad (2.3)$$

Cuando la reconciliación es positiva se calcula de la misma manera que se hace en el mercado spot donde existe una tarifa diferente para las plantas térmicas que para las hidroeléctricas, dado que a las plantas térmicas se les remunera con base en los costos por arranque y parada, suministro y transporte de combustible y operación y mantenimiento mientras para las plantas hidroeléctricas el precio de reconciliación positiva es el precio mínimo entre el precio de oferta del generador y el precio de oferta referencia, el cual es un precio calculado por XM teniendo en cuenta el volumen de cada embalse (CREG 034, 2001).

Caso 2: Las plantas y/o Unidades de Generación prestaron efectivamente el servicio de control secundario de frecuencia, pero se pasaron de la banda de AGC. En este caso el agente generador sí recibe un pago por concepto de AGC, aunque también es penalizado según la magnitud de la desviación y el costo de cada MWh sobrepasado es liquidado según la diferencia absoluta entre el Po y el Pb. La magnitud de la reconciliación se muestra en la Tabla 2-4 y el costo de la reconciliación cuando es una

reconciliación negativa se calcula utilizando la ecuación (2.3) y cuando es positiva se calcula como muestra la ecuación (2.4).

$$P_{RAGC(+)} = \text{Min}[\text{Max}_t(Pot, Pbt)] [\$ / MWh] \quad (2.4)$$

Dónde:

Pot: Precio de oferta del recurso de generación en la t-esima hora [\$/MWh]

Pbt: Precio de bolsa del recurso de generación en la t-esima hora [\$/MWh]

Caso 3: Las plantas prestan de manera eficiente el servicio de AGC, por lo tanto no reciben penalizaciones y la remuneración del servicio tienen en cuenta “además de los conceptos ya explicados” el Costo Equivalente de Real de la Energía del Cargo por Capacidad (o confiabilidad) (CERE), el cual está relacionado con las condiciones de los embalses de las centrales hidroeléctricas.

La responsabilidad comercial es el monto de dinero correspondiente a las penalizaciones explicadas anteriormente (caso 1 y 2), las cuales aportan dinero para la remuneración del control secundario de frecuencia. En la Tabla 2-4 se muestran las ecuaciones que complementan el manejo comercial que el regulador del SIN le da a la remuneración del servicio de control secundario de frecuencia.

Tabla 2-4: Condiciones típicas en la entrega y liquidación del servicio de control secundario de frecuencia (Fuente: Elaboración propia).

	Caso 1 $Gr < (Gp - HO)$	Caso 2 $Gr > (Gp - HO)$	Caso 3 $Gp - HO \leq Gr \leq (Gp - HO)$
Remuneración	Ninguna	$2 * HO * P_{RAGC}$	$2 * HO * P_{(RAGC - CERE)} + (Gr - Gp + HO) * CERE$
Penalizaciones	$ Gp - Gr * Po - Pb $	$ (Gp + HO) - Gr * Po - Pb $	Ninguna
Reconciliación	$(Gr - GI) * P_{RAGC}$	$(Gr - GI - 2HO) * P_{RAGC}$	$(Gp - HO - GI) * P_{RAGC}$

La Figura 2-7 muestra un comparativo entre la cantidad de dinero entregada a los agentes generadores por el servicio efectivo de control secundario de frecuencia y la responsabilidad comercial entre el 2004 y 2009. En promedio, los agentes generadores que prestaron efectivamente el servicio de control secundario de frecuencia recibieron en promedio \$ 300,000 millones anuales, con excepción del año 2009, cuya suma exacta de dinero fue de \$526,000 millones. Este aumento se debió a que en Colombia las plantas

que prestan el servicio de control secundario de frecuencia son plantas hidroeléctricas y en el año 2009 se presentó un fenómeno climático multianual conocido con el nombre de Fenómeno El Niño, el cual se caracteriza por una sequía prolongada e incierta, ocasionando que las plantas hidroeléctricas aumentaran su precio de oferta ya que la oferta es la única variable de decisión con que cuenta el agente generador que no quiere salir despachado (Dyner et al, 2008).

En el MEM colombiano, los agentes generadores reciben una remuneración conocida con el nombre de cargo por confiabilidad, el cual consiste en que las plantas de generación se comprometen a entregar en periodos de escasez una cantidad diaria de energía a un precio acordado, de esta manera el regulador está garantizando que en Fenómenos climáticos como El Niño el país no sufra nuevamente racionamientos como en los años 1991 y 1992 (UPME, 2011) y/o aumentos excesivos en el precio de la electricidad (CREG 071, 2006).

La plantas hidroeléctricas pueden participar en el cargo por confiabilidad por lo que en periodos de escasez prefieran no salir despachadas y guardar el agua de sus embalses para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones referentes a generar en periodos de sequía. Además, los agentes generadores pueden especular con el precio de oferta ya que saben la necesidad del operador del SIN por el servicio de AGC y que las plantas y/o unidades de generación a las que se les asigna el servicio de control secundario de frecuencia, son objeto de reconciliación, como se explicó en el caso 2 y caso 3, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito.

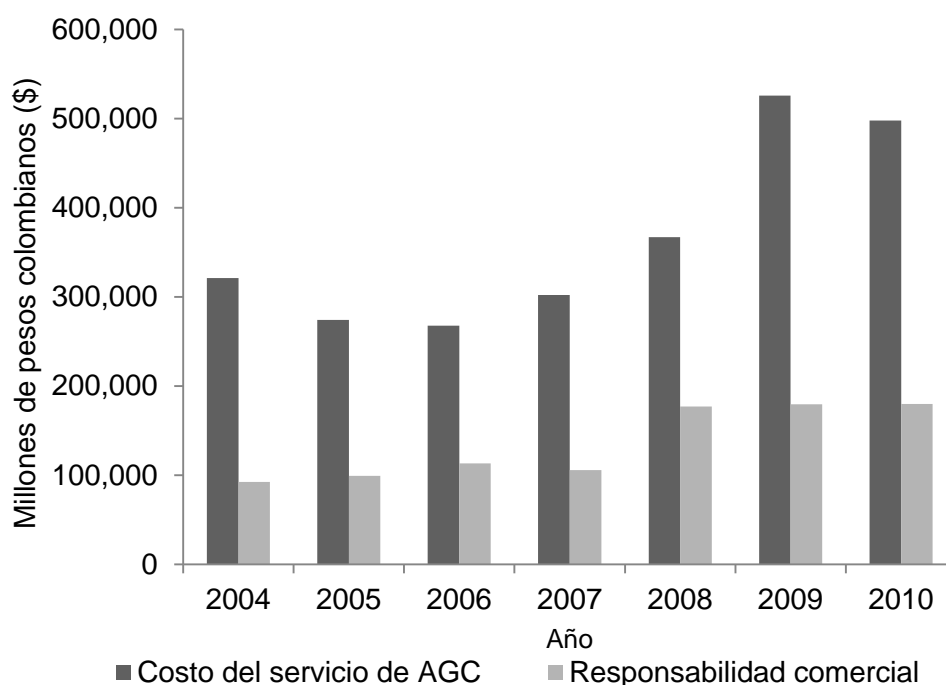


Figura 2-7: Comparativo entre la remuneración por control secundario de frecuencia y la responsabilidad comercial de los agentes generadores (Datos: XM, 2011).

• Control terciario de frecuencia

El servicio de control terciario de frecuencia aunque no tiene una resolución explícita, en el Código de Operación aparece como un servicio de apoyo necesario para la operación del SIN (CREG 025, 1995). El nombre utilizado por la regulación colombiana es reserva caliente, dado que es una cantidad de MW que hace parte de una planta de generación en operación. Por lo que el operador sabe que es una reserva que se encuentra disponible en un menor tiempo ya que el arranque de una planta térmica por ejemplo puede ser de hasta 12 horas.

El Operador de un SEP utiliza esta reserva caliente para recuperar el margen de reserva en eventos tales como salida forzosa de plantas de generación o grandes desviaciones en la demanda. El control secundario de frecuencia a través del AGC recupera la frecuencia, sin embargo el operador debe darle al sistema de potencia un nuevo margen ya que existe la probabilidad de que ocurra un nuevo evento, por lo que utiliza el

programa de generación creado el día anterior para verificar qué plantas pueden entregarle la potencia activa requerida (Rebours et al, 2007).

La cantidad de reserva caliente es liquidada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) teniendo en cuenta que esta central generó por fuera de mérito, esta situación se conoce particularmente en el ASIC como una reconciliación positiva (ver ecuación 2.4). En este caso la planta recibe del sistema una cantidad de dinero igual a la diferencia entre la generación ideal o generación por orden de mérito y la generación real multiplicada por un precio de referencia el cual depende del tipo de energía primaria que utilice la planta que entregó reserva caliente (CREG 034,2001).

Como se mencionó anteriormente los tres servicios complementarios asociados al control de frecuencia tienen reglamentación exclusiva, mientras los servicios de control de tensión y arranque autónomo solo son nombrados en el código de operación por lo que no son de obligatorio cumplimiento.

La ausencia de legislación en los servicios de control de tensión y arranque autónomo dificulta al SIN colombiano estar preparado ante contingencias inesperadas y así poder evitar desconexiones totales que afectan la seguridad del suministro de electricidad a la demanda.

La demanda de energía eléctrica en Colombia es de tipo nacional y demanda internacional proveniente actualmente de Ecuador y Venezuela. La siguiente sección tiene como propósito mostrar los antecedentes de los esquemas comerciales internacionales de venta de energía eléctrica que tiene actualmente Colombia para demostrar que la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro de la electricidad afecta el desarrollo energético y económico en la región latinoamericana.

2.4 Interconexiones Internacionales en Colombia y los servicios complementarios en los países vecinos

Hasta la fecha, dos redes de interconexión con Ecuador y tres redes con Venezuela (XM, 2011) han sido establecidas. Actualmente se están terminando los estudios para la

construcción de una red subterránea hacia Panamá (ISA Traselca, 2009) y se estudia la posibilidad de exportar generación hacia Perú usando la red ecuatoriana (CIER, 2011). Ésto ha llevado a la estructuración de una regulación que ha permitido los intercambios de energía entre Colombia, Ecuador y Venezuela, por medio de acuerdos bilaterales (CAN, 2012). Los países que integran actualmente la CAN son Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (CAN, 2012).

La CAN ha impulsado la integración energética en los países andinos buscando beneficios técnicos como aumento de confiabilidad y seguridad en el suministro a largo plazo (CAN, 2012). No obstante, las discrepancias entre la forma en que se vende energía eléctrica y las regulaciones de cada país han dificultado los procesos de integración y la optimización de los recursos de cada sistema, evitando así que los sistemas individuales puedan funcionar como una única red interconectada (Muñoz, 2004). En la siguiente sección se explicará con más detalle los aspectos más importantes de las interconexiones internacionales existentes en Colombia internacional.

2.4.1 Colombia_ Ecuador

Los intercambios de energía entre Colombia y Ecuador se iniciaron en marzo de 2003 (XM, 2003). El esquema comercial implementado por la CAN se llama Transacciones Internacionales de Electricidad (TIEs). Las TIEs funcionan a corto plazo a través de intercambios de horarios de electricidad, producto de las diferencias de precios reportados por los países en los nodos fronteras. Las TIEs permiten hacer una comparación de precios para tomar la decisión inmediata de compra, por parte del país que posea los precios más elevados (XM, 2011).

La Figura. 2-8 muestra la cantidad de energía exportada e importada por Colombia y Ecuador desde 2003. En estos intercambios, Colombia ha sido históricamente el exportador y Ecuador el importador. Esto se debe al hecho de que Colombia genera un excedente de electricidad y utiliza las centrales térmicas que funcionan con gas natural (Neon, 2012), mientras que Ecuador abastece su demanda con energía hidroeléctrica y con centrales térmicas de baja eficiencia alimentadas por combustibles líquidos (CIER, 2011). Esto significa que los costos marginales de producción de energía eléctrica son

más altos en Ecuador que en Colombia. Hasta el año 2006 se mantuvo un promedio de exportación estable de 1500GWh a Ecuador. En 2007 y 2008 las exportaciones disminuyeron debido a que Ecuador incrementó su capacidad de producción y las condiciones de sequía anteriores que habían obstaculizado la hidrogenación en Ecuador disminuyeron.

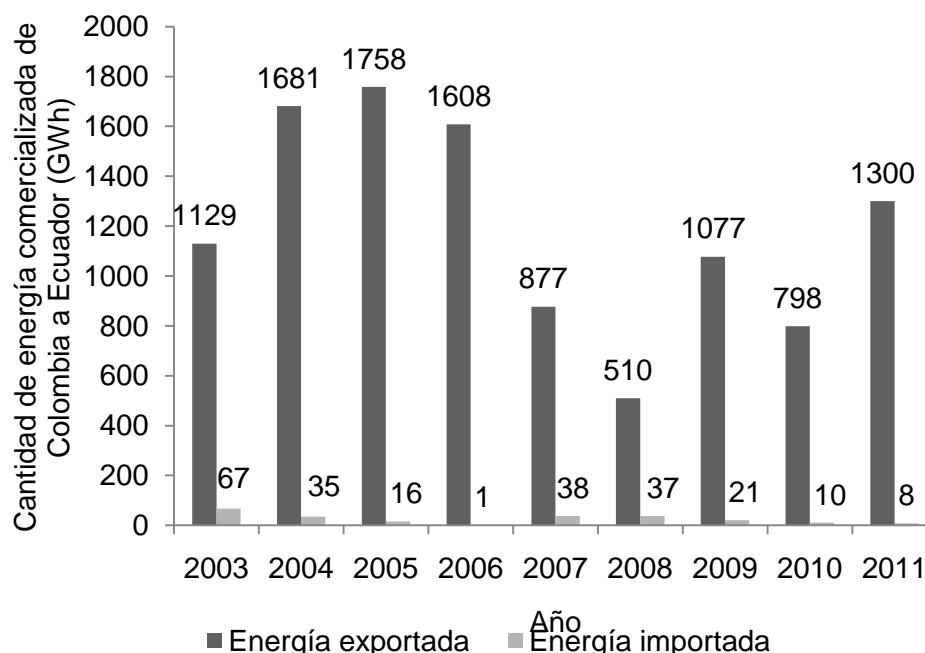


Figura 2-8: Cantidad de energía comercializada desde Colombia hacia el Ecuador según TIE (Datos: XM, 2011).

La Figura 2-8 también muestra una significativa reactivación en 2009 de las exportaciones de energía desde Colombia, la razón principal fue la sequía prolongada en Ecuador a causa del fenómeno El Niño. De esta manera, con las conexiones internacionales se pudo evitar un mayor racionamiento en Ecuador.

Del mismo modo, en el pasado, las interconexiones con Ecuador también ha permitido a Colombia evitar el racionamiento en las zonas de frontera frente a los daños al SIN causados por los ataques terroristas, la mayoría por lo general a las torres de transmisión (CIER, 2006). La interconexión con Ecuador ha permitido la importación de energía de Colombia a través de una red aislada mientras se llevan a cabo las reparaciones, que a

menudo llevan varios días en completarse, debido principalmente a problemas de orden público (Muñoz, 2004).

Los ataques terroristas han ocasionado condiciones extremas de operación para los dos países interconectados, los servicios complementarios han jugado un papel determinante para evitar el colapso de los dos sistemas.

2.4.2 Colombia –Venezuela

Las líneas de interconexión con Venezuela han estado en operación desde 2002 y fueron las primeras conexiones internacionales que se desarrollaron en Colombia. Venezuela se retiró de la CAN en 2008, por lo que las mismas políticas energéticas es decir, las TIE no se pueden aplicar al igual que con Ecuador. Las principales diferencias normativas entre las operaciones con Venezuela las siguientes: *i.* En las relaciones con Ecuador el intercambio se realiza con precios en tiempo real del mercado, mientras que los intercambios con Venezuela se limita a los acuerdos comerciales realizados entre los agentes individuales y *ii.* En los TIE, los precios no se diferencian ya que la demanda del mercado está sujeta a los mismos precios independientemente de si es nacional o extranjera, mientras que con Venezuela se permite la diferenciación arancelaria.

Hasta el año 2008 la tendencia fue niveles de exportación de Venezuela a Colombia con un promedio de cerca de 30 GWh al año (XM, 2009a). Entre los años 2002 a 2008, Colombia importó energía con el fin de evitar el racionamiento en el área operativa Caribe, debido a que esta zona del país experimentó seis desconexiones forzadas con el centro del país debido a los ataques terroristas en las líneas de transmisión (ISA Traselca, 2009).

En 2009 Colombia se convirtió en el país exportador. El fenómeno de El Niño afectó a Venezuela, con una reducción del 62% de la capacidad de generación hidroeléctrica (CIDET, 2011). La exportación creció en el 2009, 175% con respecto al año anterior (XM, 2009a), en total la energía exportada hacia Venezuela fue de 282 GWh, a pesar de que el precio de oferta aumentó 47% con respecto al año 2008 (XM, 2009a). La ruptura de las relaciones diplomáticas entre los dos países llevó a la cancelación de intercambios de

energía en el 2010. Sin embargo, en agosto de 2011 los intercambios comerciales se reiniciaron con el cambio de gobierno colombiano. La exportación de Colombia en 2011 fue elevada a 450GWh, lo que permitió a Venezuela reducir el número de apagones que han afectado a este país desde el 2009 por falta de capacidad instalada de generación (CIDET, 2011).

Desde el año 2008 el sector eléctrico venezolano pasó a ser Estatal en todos los aspectos, desde la generación hasta la comercialización y venta de energía, y desde 2010 en adelante la información sobre el sistema interconectado ya no es publicada. Por lo tanto, no hay documentación disponible en relación con la regulación de los servicios complementarios o la eficiencia de la operación real del sistema.

La falta de información afecta la posibilidad de analizar las necesidades en servicios complementarios, pues no se tienen cifras recientes de los índices de calidad y seguridad del suministro de electricidad en Venezuela. Experiencias internacionales en Europa donde países con mercados desregulados (Francia) y mercados regulados (Italia) realizan transacciones de compra y venta de energía (Rudnick, 2012); demuestran que estos intercambios energéticos son posibles a través de acuerdos bilaterales. La Tabla 2-5 muestra un resumen de los logros y complicaciones de las conexiones internacionales de energía eléctrica en Colombia.

Tabla 2-5: Principales logros y complicaciones de las interconexiones internacionales de Colombia (Fuente: Elaboración propia).

Principales logros	Retos y necesidades
Aumento de la confiabilidad en las zonas de frontera y en periodos de racionamiento.	Faltan acuerdos bilaterales que logren menos permeabilidad de los conflictos políticos gubernamentales y logre una mayor equidad en la participación de cada país en miras de una verdadera integración energética.
Mayor utilización de los recursos de generación existentes y reducción de emisiones de CO ₂ al reemplazar la generación térmica de combustibles líquidos por "Energías limpias" como la hidroeléctrica predominante en Colombia (XM, 2011).	Faltan incentivos para el uso de generación alternativa que permitan en la región una menor dependencia al recurso hídrico.
Mercado rentable para Colombia porque el precio de liquidación supera los precios ofertados nacionales. Desde el 2009 se discrimina los precios de bolsa de la demanda nacional y la demanda externa (CREG 016, 2009). En el 2011, el precio de bolsa promedio nacional fue de 76.2 \$/kWh y el precio de bolsa TIEs fue de 81\$/ kWh (XM, 2011).	Falta un marco regulatorio que permita remunerar los servicios complementarios entre países, de esta manera disminuir la probabilidad de desconexiones y en caso de presentarse alguna desconexión, disminuir el tiempo de restablecimiento.

2.5 Síntesis: Servicios complementarios en Colombia: cambios y desafíos para el futuro

La Tabla 2-6 resume los desafíos que se deben enfrentar para mejorar la forma en que los servicios complementarios se emplean en el sistema eléctrico colombiano y en la región. Adicionalmente, la tabla muestra las propuestas alternativas para superar y mejorar la seguridad operacional en el futuro. Este análisis se realiza para cada servicio complementario de manera individual; la mayoría de los desafíos están relacionados con la regulación insuficiente, en particular en materia de remuneración.

Tabla 2-6: Principales desafíos y propuestas con respecto a mejorar la provisión de los servicios complementarios en Colombia y la región (Fuente: Elaboración propia).

Ítem	Desafío	Propuestas
Control primario de frecuencia	Modernizar los equipos de control instalados en cada unidad generadora e implementar sistemas de comunicaciones en tiempo real entre las plantas y los operadores del sistema con el fin de incrementar la confiabilidad de este servicio.	Implementar políticas regulatorias que aseguren la inversión en nuevas tecnologías de control primario puesto que el primer camino para la inclusión de redes inteligentes es mejorar el control en las plantas de generación y de esta manera, asegurar la estabilidad en la frecuencia.
Control secundario de frecuencia	Transformar el SIN en un sistema flexible, “es decir” que pueda seguir funcionando con los servicios de soporte técnico durante situaciones de desconexiones, a través de la adecuación de las redes existentes y la instalación de nuevos equipos que permitan operar el SIN en casos de falla en forma de islas eléctricas estables.	Actualizar y masificar la función de AGC usando controles digitales en las plantas de generación y protocolos de comunicación altamente redundantes con el fin de que este servicio se preste en otras plantas generadoras más pequeñas y permitir la creación de microrredes para que el usuario final mantenga un suministro de electricidad confiable y de calidad aun en momentos de desconexiones fortuitas del SIN.
Control de tensión	Remunerar a los generadores teniendo en cuenta los costos de inversión adquiridos por la compra de equipos de generación y la absorción de reactivos. También compensar la reducción de la vida útil del equipo ocasionado por suministrar potencia reactiva por fuera de los límites técnicos. Utilizar GD para proporcionar el servicio de control de tensión de manera segura, implementando nuevas tecnologías de medición y comunicaciones entre los generadores y los operadores del SIN.	Proporcionar incentivos adicionales para el control de tensión y potencia reactiva a las plantas de GD con el objetivo de fomentar este tipo de generación, con menor impacto ambiental menor que las convencionales y puede servir de soporte para períodos prolongados de sequía. Incentivos indirectos como exención de impuestos ya han sido implementados con poca efectividad (Zuluaga y Dyner, 2007), por lo que se proponen incentivos económicos directos, tales como adicionar en la tarifa básica de generación, un monto por concepto de bonos ambientales. Además, analizar técnicamente que plantas distribuidas también se les debe remunerar por mejorar la regulación de tensión y manejo de reactivos.
Servicio arranque autónomo	de Actualizar la regulación teniendo en cuenta las experiencias internacionales, el uso de microrredes y GD, con el fin de reducir los tiempos de interrupción y aumentar la eficiencia en procesos de restablecimiento.	Remunerar el servicio de arranque autónomo incluyendo un pago por disponibilidad para que compense los gastos incurridos en invertir en el equipo necesario para prestar este servicio.
Servicio arranque autónomo	de	Examinar la posibilidad de utilizar los procesos de restablecimiento que se originan en los niveles de distribución a través de una operación segura en las diferentes áreas operativas en caso de emergencia.

Interconexiones con países vecinos	Superar las barreras políticas y permitir la compra y venta de servicios complementarios entre los países.	Establecer un único código normativo unificador que determine las condiciones operativas y las fórmulas remunerativas respectivas para la prestación de servicios complementarios en la región.
------------------------------------	--	---

En la Tabla 2-6 se puede observar que el principal desafío en todos los servicios complementarios, están direccionados hacia la implementación de políticas energéticas que permitan que los servicios complementarios sean prestados dentro de un entorno de redes inteligentes y microrredes. Las investigaciones en el tema de microrredes y redes inteligentes empezaron a nivel mundial con fuerza desde el año 2010 (PSERC, 2010), el término *redes inteligentes* involucra cambios en la infraestructura de generación, comunicaciones, control y mediciones de los SEP (Kozunovic et al., 2012).

Los cambios en la generación eléctrica se deben principalmente al incremento en la utilización de GD proveniente de recursos renovables. Investigaciones europeas muestran que la GD puede potencialmente ser utilizada para la prestación de servicios complementarios como el servicio de control de tensión y reactivos y el servicio de arranque autónomo.

En el caso del servicio de arranque autónomo el desafío inmediato está relacionado con la posibilidad de establecer una alternativa de remuneración con el fin de disminuir la duración y los tiempos de restablecimiento del SIN colombiano.

El siguiente Capítulo de esta tesis está relacionado con una propuesta para remunerar el servicio de arranque autónomo y se estudia con un modelo realizado en Dinámica Sistemas (DS), el comportamiento de los agentes generadores frente a la propuesta remunerativa.

CAPÍTULO 3

SERVICIO DE ARRANQUE AUTÓNOMO Y PROPUESTA DE MERCADO COLOMBIA

En este capítulo se presenta un análisis técnico y económico que permite contextualizar la necesidad del servicio de arranque autónomo en los SEP para disminuir los tiempos de restablecimiento del SEP. El análisis de restricciones técnicas y aspectos económicos son el insumo para definir los elementos que deben contemplar una fórmula tarifaria relacionada con la remuneración del servicio de arranque autónomo en mercados de energía desregulados. La estructura de mercado de la remuneración propuesta son los contratos bilaterales entre los agentes generadores y el administrador del SEP. La propuesta de mercado es implementada y evaluada en un modelo de simulación bajo la metodología de Dinámica de Sistemas, que permite observar el comportamiento del sistema simulado ante diferentes cambios programados en los parámetros del modelo (Carvajal et al; 2013b).

3.Sobre el servicio de arranque autónomo

Previamente se presentó que en abril de 2007, el SIN experimentó una desconexión total que provocó una pérdida del 95% de la demanda total del sistema eléctrico (Ruiz et al, 2008). El apagón duró más de cuatro horas, causando un colapso en el tráfico, la paralización de la producción industrial y pánico generalizado entre la población. El impacto de este apagón fue tan grave que el regulador colombiano, la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), impuso una multa de aproximadamente US\$500.000 a la compañía Interconexión Eléctrica S.A (ISA), debido a que la desconexión se produjo por un error del personal de mantenimiento de dicha compañía en una subestación principal en la zona industrial de la capital colombiana (SSPD, 2007).

En la última década, se han producido desconexiones de los SEP similares en los Estados Unidos, Italia, Alemania y el Reino Unido. Estas desconexiones han ocasionado miles de millones de dólares en daños y perjuicios a las empresas de servicios públicos y sus clientes (IEA, 2005). La experiencia ha demostrado que el costo de un apagón aumenta exponencialmente con la duración (ver Figura 2-2), y que la duración se reduce de forma exponencial con la disponibilidad de lo que se conoce como servicio de arranque autónomo (Adibi, 2000).

Como se describió en el Capítulo 2, el Servicio de Arranque Autónomo (SAA) es necesario dado que cuando ocurre una desconexión total, las unidades de generación necesitan tensión externa para alimentar los servicios auxiliares de las turbinas eléctricas tales como refrigeración y lubricación (Ancona, 1995). En un apagón hay ausencia de tensión de la red principal, por lo que los generadores de arranque autónomo “como trabajan con fuentes de generación externas” pueden proporcionar tensión para iniciar el proceso de restablecimiento de la red interconectada (Adibi, 1994).

El SAA no se encuentra regulado actualmente en Colombia, aunque el operador del sistema reconoce la necesidad de dicho servicio (CREG Circular 087a, 2010), a los agentes generadores no se les paga por el SAA. En este capítulo se argumenta la necesidad de remunerar el SAA en general, utilizando a Colombia como un ejemplo.

Adicionalmente, se evalúa una propuesta de remuneración a través del desarrollo y uso de un modelo para simular el comportamiento potencial de un mercado de SAA. Los resultados muestran que los elementos del mercado, tales como la programación de las inversiones, el tiempo necesario para instalar las plantas, y la duración de los contratos adjudicados para arranque autónomo son fundamentales para asegurar la participación de los generadores en un horizonte de tiempo de 20 años.

3.1 Propuesta de remuneración por el servicio de arranque autónomo

En la sección 2.1 se explica la importancia del SAA para promover un proceso de restablecimiento rápido, seguro y confiable de energía después de un apagón. En este capítulo se propone que el SAA sea remunerado en los países con mercados desregulados como el colombiano, con el fin de fomentar la disponibilidad de plantas con arranque autónomo. En términos generales, la propuesta considera que el operador del SEP debe establecer el número de instalaciones de arranque autónomo necesarias en cada área operativa. Cada área operativa, en un proceso de restablecimiento, se comporta como una “isla eléctrica” o microrred, la cual puede operar en forma aislada en caso de ser necesario siempre y cuando se mantengan los niveles aceptables de calidad de la potencia eléctrica (IEEEStd 1547.4, 2011).

A continuación se describen los distintos elementos que intervienen en la propuesta propia de remuneración, teniendo en cuenta los aspectos técnicos como los comerciales necesarios para regular el arranque autónomo en el SIN.

3.1.1 Restricciones técnicas

En la sección 2.1.1 del Capítulo 2 se hace una descripción de las características generales que deben cumplir las plantas con arranque autónomo. Adicional a estas características técnicas, existen requisitos que dependen de las características topológicas y de operación de cada SEP (Adibi, 2000). En el caso colombiano, dichos requisitos están especificados en el Código de Red colombiano (CREG 025, 1995), sobre la base de los estudios realizados por el Consejo Nacional de Operaciones (CNO). Los

principales requisitos que deben cumplir las plantas que deseen prestar el SAA en el SEP colombiano son:

1. Ser capaz de operar en condiciones de red aislada dentro de los 30 minutos siguientes a la instrucción impartida por el operador.
2. Tener la disponibilidad de arrancar, de ser necesario, por lo menos tres veces en menos de 24 horas.
3. Contar con reserva de combustible para operar por lo menos 24 horas continuas.
4. Mantener la frecuencia dentro de los rangos prescritos (59.8 a 60.2 Hz) y controlar la tensión a través del manejo de la potencia reactiva.

Además de estos requisitos es importante identificar cada instalación de arranque autónomo por su nombre, la ubicación, la capacidad (potencia real y reactiva), y el tipo de unidad, así como la ruta de arranque y la conmutación inicial entre cada unidad de arranque autónomo y la unidad de generación que debe iniciarse (CREG 025, 1995). Las cargas y su ubicación deben ser identificadas con el fin de controlar los perfiles de frecuencia y tensión de la trayectoria de arranque (Kundur, 1994); asimismo, se debe verificar que las unidades con arranque autónomo estén sincronizadas con el SEP interconectado cuando el operador del sistema da la orden. A continuación se lista las principales actividades relacionadas con el procedimiento de verificación de la capacidad de arranque autónomo de las unidades de generación que operan en el SIN colombiano:

1. El generador al cual se le aplique las pruebas debe estar sincronizado y suministrando energía al SIN.
2. Todas las máquinas diésel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas, al igual que los servicios auxiliares de las mismas.
3. Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y se desconecta del SIN.
4. Se arranca la máquina diésel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.

5. Se sincroniza la unidad de generación en prueba al SIN pero se deja girando sin carga durante un lapso de cinco minutos para verificar que dicha planta puede controlar la frecuencia y la tensión.

El generador incumple la prueba si la unidad de generación no está sincronizada al SIN en el tiempo declarado por el operador del SEP colombiano (CREG 025, 1995). La prueba de verificación pretende asegurar que las plantas con arranque autónomo luego de una desconexión total o parcial el SIN, pueden conectarse correctamente con las plantas de generación que no poseen arranque autónomo. La conexión de las plantas con arranque autónomo es la fase de inicio de los procesos de restablecimiento, del éxito de esta fase depende de que el operador del SEP puede reconectar el SEP en el menor tiempo posible (Adibi, 2000).

Las pruebas de verificación tienen un costo asociado a la energía que dejan de suministrar mientras se está realizando la prueba y el tiempo de los profesionales destinados a la realización de la misma. Actualmente, en Colombia no son realizadas dichas pruebas debido a que no hay claridad en quien debe pagar los costos de la prueba y con qué periodicidad se deben realizar. La opción de que los costos de las pruebas sean soportados de manera obligatoria por los agentes generadores en Colombia puede desestimular la inversión en generación debido a que el SAA no es remunerado.

En el Capítulo 2 se mostró que el SAA es remunerado en el ámbito internacional teniendo en cuenta los costos incurridos por la prestación del servicio y un monto periódico por disponibilidad del servicio (ver Tabla 2-1). La disponibilidad permite asegurar que los equipos especializados relacionados con la prestación del SAA se encuentren de manera permanente en óptimas condiciones de uso.

En este capítulo se propone que en Colombia se utilice un método de remuneración similar, pues éste reconoce que el servicio debería estar disponible de manera continua y, como tal, requiere una planificación financiera suficiente y una inversión en equipo. A continuación se describen los elementos que deben componer las ofertas económicas de los agentes generadores que deseen prestar el SAA de manera remunerada en el SIN.

3.1.2 Aspectos económicos propuestos

Los agentes generadores que deseen prestar el SAA y resulten elegibles debido a la aprobación de las pruebas de certificación, deberán presentar al operador del SEP la oferta económica por el periodo correspondiente al contrato bilateral. La oferta económica propuesta contempla costos de inversión, la depreciación de la inversión en equipo para arranque autónomo, una tasa interna de retorno (TIR) permitida en Colombia y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM). A continuación se explica con detalle cada uno de los elementos que deben considerarse en las ofertas económicas.

- **Costos de inversión**

En el Capítulo 2 (sección 2.1.2) y en la Figura 2-2 se muestra que es necesario invertir en equipos especializados para poder prestar el SAA. En la Tabla 3-1 se observa con más detalle en que dispositivos eléctricos y electrónicos es necesario invertir para la prestación exitosa del SAA.

Tabla 3-1: Dispositivos eléctricos que deben ser adquiridos para implementar el SAA en una unidad de generación de energía eléctrica (Fuente: Elaboración propia).

Planta de emergencia	Generador, motor primario, sistema de arranque, sistema control de transferencia y sistema de combustible.
Tablero de Transferencia	Interruptores, seccionadores, equipos de medición, transformadores de potencia y centro de control de motores exclusivo para el SAA
Sistema de corriente continua	Motor DC, rectificadores y banco de baterías
Control de frecuencia	Regulador de velocidad electromecánico
Control de tensión	Banco de capacitores e inductores

La Tabla 3-1 muestra que es necesario invertir un número considerable de equipos que es necesario invertir para poder prestar el SAA. La cuantificación de los costos de inversión depende del consumo de los servicios auxiliares de las turbinas eléctricas utilizadas. La compra e instalación de la planta de emergencia es el elemento más representativo para la implementación del SAA (CREG Circular 087a, 2010).

Los equipos para prestar el SAA tienen una vida útil limitada, es decir, ellos serán de utilidad por un número limitado de periodos contables futuros. Para cuantificar este

desgaste en el tiempo se utiliza el término depreciación de la inversión. A continuación se define y explica con detalle los costos por depreciación de la inversión.

• Costos por depreciación de la inversión

La depreciación se define como el desgaste, el deterioro, el envejecimiento y la falta de adecuación u obsolescencia que sufren los bienes tangibles a medida que pasa el tiempo. Para hallar el valor de la depreciación de los equipos utilizados para el SAA, se utilizó el método lineal, el cual consiste en que la depreciación es igual a la relación entre el valor presente de la inversión del equipo dividido el tiempo de vida útil (Bhattacharyya, 2011). La Tabla 3-2 muestra los años de vida útil de los equipos eléctricos utilizados en el tipo de generación auxiliar que corresponde a pequeñas plantas hidroeléctricas que se asocian por su cercanía con grandes plantas de generación (Adibi, 2000).

Tabla 3-2: Vida útil de los dispositivos eléctricos utilizados para implementar el SAA en una unidad de generación de energía eléctrica. (Fuente: Elaboración propia).

Equipo	Tiempo de vida útil (años)
Motor DC	15
Rectificador de tiristores	10
Banco de baterías	10
Regulador de velocidad	15
Bombas de refrigeración	20
Controladores DC	20
Planta auxiliar Diesel	15

La Tabla 3-2 muestra que el tiempo promedio de vida útil de los equipos que componen el SAA es de aproximadamente 15 años. La depreciación hallada con el método lineal se adapta a las condiciones de baja probabilidad de utilización y falta de periodicidad de uso de los equipos que prestan el SAA (Hirst, 2000). Además, otros métodos tales como el método de la productividad y el número de horas de funcionamiento se utilizan en servicios con una rutina establecida. El SAA se utiliza en situaciones impredecibles, con una longitud variable dependiendo de la severidad de la anomalía que causó la desconexión parcial o total del SEP, por esta razón el método lineal se adapta a las características ya nombradas del SAA.

- **Costos por Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M)**

Los costos de AO&M son aquellos en los que se incurren aunque el sistema de arranque autónomo no opere. Estos gastos comprenden seguros, impuestos, entrenamiento del personal, pruebas de verificación y reserva de combustible.

Una forma de estandarizar los costos de AO&M es estimar este valor como un porcentaje de los costos de inversión. Se estima que dicho porcentaje debe estar alrededor del 5% debido a la baja utilización del SAA (Adibi, 2000), por ejemplo, en Colombia; en la última década han ocurrido dos desconexiones que han necesitado la prestación del SAA(XM, 2009).

- **Tasa Interna de Retorno a la inversión (TIR)**

En todos los criterios de decisión, se utiliza alguna clase de índice, medida de equivalencia, o base de comparación capaz de resumir las diferencias de importancia que existe entre las alternativas de inversión y escoger la que garantice mejor rendimiento neto anual por cada peso invertido. Los parámetros, la metodología de cálculo y ajuste de la TIR son regulados en Colombia (Superfinanciera, 2011), y en el 2012 dicho valor fue de 14%.

Con base en los anteriores aspectos económicos y restricciones técnicas expuestos en esta sección se propone que el administrador del SEP determine que agentes generadores cumplen con las restricciones técnicas, evalúe las ofertas de los dichos agentes generadores y defina el valor adecuado para la ejecución del servicio en cada área operativa. Con el fin de optimizar la evaluación de las ofertas, el operador del sistema también tendrá que llevar a cabo un estudio por área operativa que determina la parte del sistema que cada planta con arranque autónomo puede ayudar a restablecer. Esta información es importante ya que permite incentivar a las plantas que por ubicación o capacidad son fundamentales para aumentar la confiabilidad y disminuir el tiempo en un proceso de restablecimiento.

3.1.3 Determinación del monto del contrato

La metodología de remuneración propuesta se basa en el uso de contratos bilaterales para cada área operativa, ya que la experiencia internacional ha demostrado que tal estructura de mercado se ajusta mejor a las características del SAA, tales como, la imposible predicción de utilización y la necesidad de invertir en equipos especializados, (ver sección 2-1). El SIN está dividido en cinco áreas operativas (UPME; 2012). Para cada área operativa se propone realizar un estudio técnico que defina para el peor escenario (desconexión de toda la demanda) cuanta es la capacidad de arranque autónomo que se necesitaría en cada área para restablecer el suministro de electricidad.

El monto del contrato para cada área sería calculado por el administrador del SIN colombiano y se distribuiría entre el número adecuado de plantas con arranque autónomo en el área operativa después de un proceso de licitación competitiva. A continuación se listan los elementos que debe tener en cuenta el administrador del SEP para determinar el monto y número de plantas con arranque autónomo a contratar por área operativa:

1. Costos incurridos por los agentes generadores que deseen prestar el servicio de arranque autónomo. Este valor está relacionado con los aspectos económicos descritos en la sección anterior y le permite al administrador del SEP colombiano calcular el monto a pagar a los agentes generadores por concepto de disponibilidad.
2. Cantidad de demanda existente, porcentaje de tipo residencial, comercial e industrial, así como el crecimiento anual de la misma. Con el propósito de atender con mayor rapidez a la demanda industrial, ya que la interrupción del suministro de electricidad genera mayores pérdidas económicas en la demanda industrial que en la demanda residencial.
3. Tipo de generación predominante en el área operativa, con el fin de evaluar los tiempos de arranque (Adibi y Fink, 2006). En resumen, el monto del contrato puede ser determinado de la siguiente manera:

$$MONT O_{ijt}(\$) = [(DISP_AA_{ijt} * PDISP_AA_{ijt})] * (1 + Fm) \quad 3.1$$

donde $DISP_AA_{ijt}$ se refiere a la disponibilidad de arranque autónomo suministrado al generador i , requerida por el área operativa j , en el período contratado t . $PDISP_AA_{ijt}$ es el pago por los gastos incurridos por concepto de mantenimiento permanente necesario para que los equipos especializados de arranque autónomo se mantengan permanentemente en óptimas condiciones. Además de los costos de entrenamiento y disponibilidad de personal de la planta generadora para estar preparado en caso de ser necesario realizar maniobras de restablecimiento. Por último, Fm se propone sea un Factor de Motivación cuyo valor dependa del porcentaje de confiabilidad que cada planta obtenga en las pruebas de verificación realizadas por el operador del sistema.

La fórmula expresada en la ecuación 3.1 para determinar el monto del contrato de cada planta con arranque autónomo tiene en cuenta solo la remuneración por concepto de disponibilidad del servicio de arranque autónomo de forma permanente. En caso de una desconexión, la potencia suministrada se pagaría a un Precio de Reconciliación (PR). La ecuación 3.2 muestra cómo se calcularía este precio.

$$PR(\$ / MWh) = Max (Po, Pb) \quad 3.2$$

donde Po corresponde al último precio de oferta entregado por el agente generador al mercado mayorista de electricidad. Pb es el precio de bolsa establecido por el mercado mayorista de electricidad en condiciones de operación normal del SIN. PR se propone sea reconocido a las plantas con arranque autónomo que siguen operando y suministrando energía dentro de una porción del SEP (llamado en el SIN colombiano área operativa o en términos internacionales “isla eléctrica”) (IEEE Std 1547.4, 2011).

La propuesta de remunerar la energía suministrado en un colapso está fundamentada en las recientes formas de operación sugeridas por instituciones técnicas de renombre internacional como el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE), el cual propone adecuar las redes interconectadas para que en caso de un colapso, las redes eléctricas estén dotadas con equipos que les permita cambiar en tiempo real la configuración tradicional de operación, y puedan conectarse formando islas eléctricas

dotadas de dispositivos preparados para realizar efectivos control de frecuencia y control de tensión. Todos estos controles y adecuaciones tendrían como objetivo principal que no se interrumpa el suministro de electricidad al usuario final.

Los generadores con contratos de arranque autónomo estarían sujetos a evaluaciones e inspecciones periódicas por parte del operador del sistema para confirmar el correcto funcionamiento de las plantas con arranque autónomo. Si se encontrara alguna irregularidad, se propone un sistema de sanciones el cual consistiría en que el agente generador no recibiría ningún pago hasta que las condiciones fueran cumplidas satisfactoriamente y verificadas en otra evaluación. También se impondría una multa en función de la gravedad de la falla.

Para adjudicar los contratos por área operativa, se propone que una vez la cantidad y el precio de las capacidades de arranque autónomo se liquiden mediante subasta, se debe definir una ventana de planificación para las subastas de forma regular. Estas subastas se celebrarán en intervalos regulares para establecer un mercado de arranque autónomo dinámico y competitivo. Las condiciones de mercado serán un factor determinante para fomentar la inversión en arranque autónomo, donde los retrasos juegan un papel importante a lo largo de la duración del contrato. El comportamiento a largo plazo de un mercado de arranque autónomo también requerirá un análisis, ya que puede ser diferente al de un mercado de suministro de electricidad a corto plazo. La siguiente sección proporciona un marco para la evaluación de tales patrones potenciales de comportamiento mediante un modelo de simulación usando una metodología llamada Dinámica de Sistemas (DS).

3.2 Modelamiento de la propuesta de remuneración usando Dinámica de Sistemas (DS)

Como se expresó en el Capítulo 1, durante las últimas dos décadas los sistemas de electricidad de todo el mundo han pasado por un proceso de reestructuración. Han pasado de ser monopolios estatales a mercados desregulados, los cuales permiten competencia e inversión de capital privado en la generación de electricidad (Sioshansi y Pfaffebberger 2006). Bajo el principio de funcionamiento de un mercado

desregulado, todos los servicios suministrados por los agentes generadores deberían ser ofrecidos y entregados dentro de un marco competitivo y con una adecuada remuneración económica.

El SAA debe ser suministrado por agentes generadores “por lo tanto” se propone que este servicio también sea remunerado dentro de un esquema competitivo.

Para diseñar un esquema competitivo de un servicio de soporte técnico como el SAA se propone utilizar una metodología que permita analizar variables técnicas (requisitos operativos y demanda del SAA) y variables económicas (inversión y el precio del SAA).

Dyner y Larsen (2001) afirman que la Dinámica de Sistemas (DS) es una técnica de simulación adecuada para el estudio de políticas o para el diseño de marcos regulatorios en mercados eléctricos liberalizados. La DS es un método relacionado con usar teoría de control para resolver problemas de gestión y de diseño, con énfasis en la información y los retrasos. Además, la DS es un método de simulación que permite hacer modelos de gestión donde se puede evaluar diferentes alternativas de solución (Aracil, 1983) y poder identificar que alternativa puede funcionar mejor en el sistema evaluado.

La DS fue desarrollada desde los años sesenta y ha sido utilizada en investigaciones relacionadas con la energía eléctrica bajo entornos regulados (ej. Ford, 1997) como también en sistemas desregulados (ej. Bunn y Larsen 1992, 1994, Ford, 1999, Kadoya, 2005 y Arango, 2007).

La DS también ha sido empleada para realizar estudios sobre la competencia entre las plantas de generación que utilicen diferentes energías primarias (Quadrat-Ullah y Davidsen, 2001; Botterud et al., 2002) y estudios sobre la inclusión de las energías alternativas en los mercados descentralizados (Ford et al., 2007; Zuluaga y Dyner, 2007). En estas investigaciones, la utilización de DS fue justificada básicamente porque el enfoque de estos estudios no estaba relacionado con modelos predictivos sino con modelos de gestión que pretenden establecer bajo diferentes alternativas cuál es la política de decisión más conveniente para implementar (Martín, 2003) o ver las consecuencias de cualquier decisión, con el fin de poder determinar mecanismos que

permitan estabilizar las fluctuaciones por desequilibrios en el sistema estudiado (Assili et al., 2008).

En el estudio de servicios complementarios, la DS no ha sido explorada, presumiblemente porque los estudios que hay hasta el momento se han centrado en el cálculo y minimización de costos (Hao et al., 1997; Da Silva et al., 2001; Papalexopoulos y Sing, 2001; Galianna et al., 2005; Havel et al., 2008). Las investigaciones sobre minimización de costos son generalmente relacionadas con costos de contratación de los servicios complementarios (Wu et al., 2004); cálculo de costos donde se refleja la necesidad de los servicios complementarios por daños a las instalaciones de los consumidores debido a las fallas principalmente en el control de frecuencia y tensión (Strezoski, et al., 2001); y costos que adicionan las externalidades del mercado de energía eléctrica (Wangensteen et al., 2005) como es el costo de oportunidad (Afshar, 2007), (Havel et al., 2008). Sin embargo, hasta el momento no existen investigaciones que utilicen modelos de simulación para determinar y comparar las propuestas remunerativas.

La metodología de DS está compuesta por etapas estandarizadas, las cuales comienzan estableciendo las realimentaciones y retrasos en el sistema que deben ser investigados y se plasman en un diagrama causa- efecto llamado diagrama causal (Aracil, 1983). El diagrama causal es un diagrama mental que debe ser formalizado para poder ser simulado en un software especializado, este diagrama formal también es conocido como diagrama de flujos y está compuesto matemáticamente por ecuaciones diferenciales. Sterman (2000) ofrece una descripción detallada y discusión del modelado de DS, formalización y verificación. A continuación se explica el diagrama causal para el estudio del mercado competitivo propuesto para remunerar el SAA en SEP inmerso en un entorno desregulado.

3.2.1 Diagrama causal del mercado propuesto para el servicio de arranque autónomo

El diagrama causal o de realimentación de la Figura 3-1 muestra las principales variables del mercado de SAA y sus relaciones, permitiendo que el comportamiento de los agentes generadores, los cuales son los prestadores del servicio, sea monitoreado dentro de un esquema remunerativo. Los generadores generalmente estarán dispuestos a ofrecer arranque autónomo si el monto del pago y la duración del contrato alcanzan su rentabilidad mínima requerida (TIR) en la inversión. Para el SIN, la duración del contrato es fundamental para evitar el dominio del mercado, ya que un contrato demasiado largo daría lugar a monopolios.

Los dos ciclos básicos de realimentación que controlan el sistema se ilustran en la Figura 3-1 y ambos son negativos. Un signo "+" o "-" en un ciclo indica, en el caso de ser positivo (es decir, más de A conduce a más de B) o una relación negativa (es decir, más de A conduce a menos de B). Adicionalmente, un signo "=" que cruza un enlace indica un retraso en la relación causal.

El comportamiento principal representado en este diagrama es el ciclo negativo de inversión, válido también para la capacidad de generación eléctrica (Stoft, 2002). El diagrama muestra una variable clave: *la relación capacidad del SAA vs Requerimientos del SAA por área operativa*. A medida de que esta relación es más grande, menor es el precio de remuneración por concepto de SAA y menor es la necesidad de nuevas plantas con arranque autónomo. Por lo tanto, entre mayor es el precio en los contratos por concepto de arranque autónomo y la necesidad de nuevas plantas con arranque autónomo, mayores son las inversiones en dicho servicio complementario. Sin embargo, las inversiones sólo aumentan la capacidad de arranque autónomo después de un retraso que incluye, tanto el tiempo necesario para tomar la decisión de invertir, como el tiempo de construcción. La nueva capacidad de arranque autónomo aumentará realmente la relación oferta/demanda de dicho servicio, por lo que los dos ciclos de equilibrio (Precio e Inversión en SAA) se cierran.

En la Figura 3-1 también se observa la variable *Requerimientos de SAA* como una variable exógena, la cual representa la necesidad de arranque autónomo según las

estimaciones del operador del SEP de acuerdo con el crecimiento esperado de demanda de energía eléctrica en Colombia. Los requerimientos de SAA se calculan de tal manera que garanticen que prestar el SAA sea atractivo para los agentes generadores.

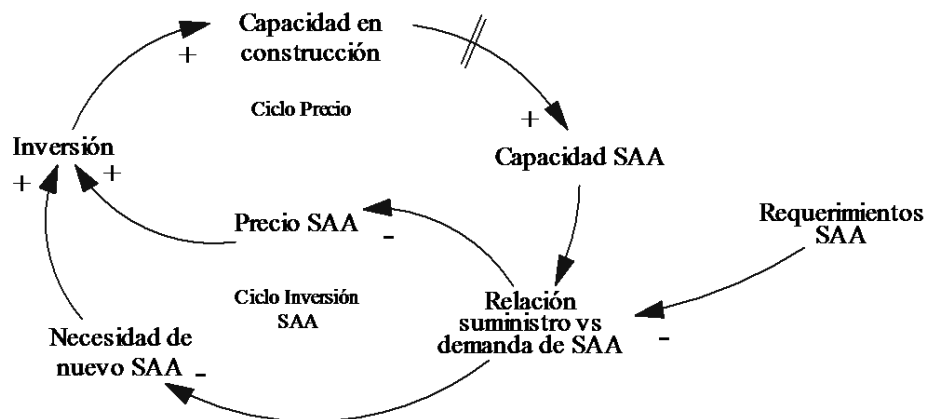


Figura 3-1: Diagrama de circuitos causales del modelo para la prestación del servicio complementario de arranque autónomo (SAA) (Fuente: Elaboración propia).

El diagrama de realimentación de la Figura 3-1 se utilizó como base para la formulación de un modelo de simulación para que pueda ser evaluado utilizando paquetes de software de simulación especializados. A continuación se explica en que consiste la formulación del modelo de simulación.

3.2.2 Formulación del modelo de simulación

Un modelo de simulación en DS es un diagrama visual más formal y detallado, donde se puede distinguir entre variables de niveles (es decir, las variables de estado) y las variables de flujo (o tasas) (Sterman, 2000). Los niveles acumulan los flujos y se caracterizan por ser la memoria del sistema. Las variables de niveles sólo pueden cambiar cuando los flujos asociados cambian. El diagrama de niveles y flujos proporcionan la estructura para realizar la formulación matemática fundamental del modelo. A continuación se describe y explican las principales ecuaciones y la lógica en que se basa el modelo propuesto.

A medida que aumenta la demanda de energía eléctrica, el operador del sistema interconectado necesita más capacidad de SAA para asegurar un proceso de restablecimiento exitoso. Sin embargo, el crecimiento de la capacidad instalada no es

inmediato debido a que los inversionistas necesitan estimar primero el riesgo en el mercado, la cantidad de capital a invertir, los costos asociados al servicio de arranque autónomo, y la rentabilidad esperada para una oferta determinada. Con la dinámica de oferta y demanda, los *Requerimientos de SAA* pueden determinarse directamente. La variable *Requerimientos de SAA* es una fracción $\alpha \geq 0$ de la capacidad instalada. El parámetro α debe ser definido por el regulador como una función de la topología y características técnicas del SEP; de esta forma, cuanto mayor sea el parámetro α , más unidades de generación deben tener capacidad de arranque autónomo.

La disponibilidad del SAA es la suma de la *Capacidad Instalada del SAA* y de la *Capacidad en Construcción del SAA* que entrará en funcionamiento en el futuro. Teniendo en cuenta los *requisitos del SAA* y la *disponibilidad del SAA*, la diferencia representa el *Déficit del SAA*. Como principio, este déficit debería ser la cantidad a invertirse en un año en particular. Sin embargo, no se espera que el regulador cuente con la cantidad total de inmediato, ya que puede llevar algún tiempo antes de que el regulador tenga claridad sobre la cantidad de MW de SAA necesarios luego de proceso de inversión anterior. Este retraso está representado por la *Percepción del Déficit en el Retardo del SAA*. La *Nueva Capacidad del SAA* es la cantidad que estima el regulador, es decir, la cantidad retrasada del *Déficit de SAA*. La ecuación 3.1 muestra la función matemática de inversión que describe la forma en que se estima la *Nueva Inversión del SAA*

$$\text{Nueva Inversión SAA} = \text{MAX} \left(\frac{\text{API} \cdot \text{Nueva Capacidad SAA}}{\text{Retraso en la Inversión}}, 0 \right) \quad (3.1)$$

$$\text{New Investments} = \text{MAX} \left(\frac{\text{API} \cdot \text{New BSS Capacity}}{\text{Investment delay}}, 0 \right)$$

donde el *Retraso en la Inversión* es el tiempo empleado por los inversores para invertir y *API* (Atracción por Invertir) se basa en criterios de rentabilidad. Las nuevas inversiones se acumulan dentro de la variable de nivel *Capacidad en Construcción*, la cual se reduce cuando las plantas con arranque autónomo se ponen en operación. La *Capacidad Instalada del SAA* se aumenta con la variable SAA en operación y se reduce por los *Retiros*. Los *Retiros* se modelan como un sistema de primer orden y consideran el

Tiempo de Vida de la Capacidad Instalada del SAA. Las ecuaciones diferenciales asociados con este proceso son:

$$\frac{d\text{Capacidad SAA bajo Const.}}{dt} = \text{NuevaInversión SAA} - \text{SAA en operación} \quad (3.2)$$

$$\frac{\partial \text{Capacidad I. SAA}}{\partial t} = \text{SAA en operación} - \text{Retiros plantas SAA} \quad (3.3)$$

$$\text{SAA en operación} = \frac{\text{Capacidad SAA bajo Constr.}}{\text{Tiempo de instalación}} \quad (3.4)$$

$$\text{Retiros plantas SAA} = \frac{\text{Capacidad I. SAA}}{\text{Vida útil}} \quad (3.5)$$

donde el *Tiempo de instalación* representa no sólo el tiempo necesario para construir e instalar las plantas de arranque autónomo, sino también el tiempo que el administrador del SEP utiliza para realizar las pruebas técnicas para certificar la confiabilidad de la planta con arranque autónomo. Este conjunto de ecuaciones completan la descripción matemática relacionadas con la capacidad del SAA y la relación con la inversión. El *Precio del SAA* es el proceso de fijación de precios que considera las reglas básicas del mercado, lo que significa que el precio varía de acuerdo con la relación demanda/oferta del SAA. Si el sistema no está en equilibrio, el *Precio del SAA* se ajustará gradualmente hacia el *Precio Indicado de SAA* sobre un intervalo determinado por el *Tiempo de Ajuste de Precios*. La siguiente ecuación diferencial describe de forma matemática esta forma de comportamiento:

$$\frac{\partial \text{Precio SAA}}{\partial t} = \frac{\text{Precio SAA indicado} - \text{Precio SAA}}{\text{Tiempo de ajuste de Precios}} \quad (3.6)$$

$$\frac{d \text{BSS Price}}{dt} = \frac{\text{Indicated BSS Price} - \text{BSS Price}}{\text{Price Adjustment Time}}$$

El *Tiempo de Ajuste del Precio* pueden ser minutos para el cambio de precio en la bolsa o meses para los productos industriales (Bunn y Larsen, 1992). El precio real de equilibrio que balancea el mercado normalmente es desconocido. Los agentes del mercado forman el precio de equilibrio al fijar el precio actual y al ajustarlo de acuerdo con el equilibrio entre la demanda y la oferta. Así, el *Precio Indicado del SAA* se estima como una formulación constante de elasticidad:

$$\text{Precio indicado del SAA} = \text{Precio SAA} \left(\frac{\text{Requerimientos del SAA}}{\text{Disponibilidad del SAA}} \right)^\xi \quad (3.7)$$

donde ξ representa la sensibilidad de los precios al equilibrio oferta/demanda que, junto con el *Tiempo de ajuste de Precios*, caracterizan la dinámica del desequilibrio de comportamiento de los precios. Normalmente, se espera una relación en la que el *Precio del SAA* afecta la *Demanda por SAA* (aquí llamado *Requerimientos del SAA*), pero en este caso la demanda es impulsada por otras fuerzas externas como se ha explicado anteriormente.

En un esquema de arranque autónomo basado en el mercado, las inversiones son los principales impulsores. La función de inversión es a la vez la parte más controversial del modelo y el problema más crítico. Por lo tanto, las funciones de inversión de los mercados de electricidad han sido difíciles de formular (Ford, 1999) y se basan en supuestos sobre el comportamiento, por ejemplo, en el uso de la información y los retrasos (Ford 1999, Arango, 2007). Además, estas funciones son críticas, ya que impulsan la dinámica del mercado y determinan el grado de éxito del regulador por mantener proyectos que permitan asegurar el SAA en el SEP. Como parte de la función de inversión, es necesario definir la *API*, la *Atracción por Inversión*, la cual determina si habrá o no inversión, y el tamaño de la inversión, como porcentaje de la *Nueva Capacidad del SAA*. El *API* se formula así:

$$API = \begin{cases} 0 & \text{si } \text{Precio SAA} < \text{Precio_crítico_SAA} * \mu \\ (\text{Precio SAA} / \text{Precio_crítico_SAA})^\varphi & \text{si } \text{Precio SAA} \geq \text{Precio_crítico_SAA} * \mu \end{cases} \quad (3.8)$$

$$AFI = \begin{cases} 0 & \text{if } BSS \text{ Price} < \text{Critical BSS Price} * \mu \\ (BSS \text{ Price} / \text{Critical BSS Price})^\varphi & \text{if } BSS \text{ Price} \geq \text{Critical BSS Price} * \mu \end{cases}$$

donde μ es el punto de inflexión que determina cuándo se hacen las inversiones, y φ es la sensibilidad de las inversiones a la relación *Precio SAA / Precio Crítico SAA*. El *Precio Crítico SAA* está dado por el análisis de equilibrio, es decir, el precio del ingreso total es igual al costo total de la compra y la ejecución de una instalación de arranque autónomo de 1 MW, suponiendo una duración del contrato de 10 años. Esto completa la realimentación donde la oferta responde a los precios y viceversa, y forma el ciclo de realimentación negativa. Cuando un circuito de realimentación negativa existe, los

economistas predicen que el sistema debe alcanzar el equilibrio (Stoft, 2002). Sin embargo, debido a los largos retrasos, pueden ocurrir los ciclos y la inestabilidad (Ford, 1999; Arango, 2007; Arango y Larsen 2011).

3.2.3 Validación del modelo

Para la validación del modelo se utilizó una metodología estándar de validación. (Barlas, 1996) y se incluyó tanto el control de la estructura del modelo, como el comportamiento que generó. El modelo se basa en las características técnicas del SEP de Colombia y se sometió con éxito a pruebas de consistencia dimensional, verificación de causalidad, y valores extremos, entre otros. Sin embargo, las limitaciones surgen porque en Colombia no se remunera el SAA. Por ello, se utilizaron las estructuras del mercado secundario de los países donde se remunera este servicio complementario.

3.3 Simulación del modelo

El propósito de este modelo es comprender la dinámica de un mercado potencial para la prestación del SAA. La motivación para este análisis proviene de Bunn y Larsen (1992), quienes desarrollaron un modelo en los primeros años de la década de 1990 para ayudar a entender la dinámica del mercado de la electricidad en el Reino Unido antes de que la desregulación entrara a regir.

Las simulaciones están calibradas para la región Caribe de Colombia, región donde más tardó en normalizarse el suministros de energía eléctrica tras el apagón de 2007 (Ruiz, et al 2008). Esta región también tuvo un gran número de desconexiones en la década pasada, principalmente causados por los ataques terroristas (XM, 2009). Las dos razones principales del retraso en el restablecimiento de la energía en esta área fueron el bajo margen de reserva y la escasez de plantas de generación con arranque autónomo. El análisis se llevó a cabo mediante la ejecución de experimentos de simulación y la exploración del comportamiento del mercado en los diferentes escenarios posibles mediante el uso de un escenario base con variaciones posteriores.

La Tabla 3-3 muestra los tres escenarios propuestos y los principales parámetros del modelo con respecto a un escenario base. En cada escenario propuesto se realizan variaciones en un parámetro determinado con el fin de analizar el grado de afectación de dichos cambios en las principales variables del modelo tales como: el precio del SAA, la capacidad de instalación de plantas con arranque autónomo, el déficit y el comportamiento en nuevas inversiones en el SAA. En la Tabla 3-3 se observa los valores de los parámetros utilizados en los escenarios que se explican en las siguientes secciones, junto con los ejercicios de simulación reales.

Tabla 3-3: Escenarios propuestos y parámetros propios de cada experimento aplicados al modelo de simulación (Fuente: Elaboración propia).

Parámetros del modelo	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2
<i>Sensibilidades del precio al equilibrio ϵ oferta/demanda</i>	0.3	0.1/0.3/0.5	0.3
<i>Tiempo de Ajuste [años]</i>	3	3	2/3/4
<i>Tiempo de instalación [años]</i>	2	2	1/2/4
<i>Déficit de Percepción del SAA [años]</i>	2	2	1/2/4

3.3.1 Escenario Base

En primer lugar, se creó un escenario base para utilizarlo como punto de referencia en los escenarios siguientes. En el escenario base se utilizaron los valores de los parámetros siguientes (ver Tabla 3-3): Las *Sensibilidades del precio del equilibrio para el balance de la demanda/oferta* es igual a 0,3, el *Tiempo de Ajuste de Precios* es de tres años, y tanto el *Tiempo de Retardo para la Instalación* como el del *Déficit de Percepción del SAA* son dos años. Esta simulación representa un caso razonable donde los parámetros están dentro de los valores esperados. Los resultados se presentan en la Figura 3-2.

La Figura 3-2a muestra que en los primeros dos años, el *Precio del SAA* aumenta a medida que la demanda de arranque autónomo (*Requisitos del SAA*) supera la oferta, debido a la situación de déficit inicial en la región (Figura 3-2b). El pago motiva a los

generadores para invertir en nueva capacidad de arranque autónomo como se ve en la Figura 3-2c, creando un pico inicial en la construcción. Esto ocasiona un exceso de capacidad (Figura 3-2b), lo que disminuye el incentivo a nuevas inversiones y conlleva a la no construcción durante casi seis años. Si bien un déficit comienza a desarrollarse en el año siete, se puede observar que se necesita un período adicional de tres años antes de que una nueva capacidad empiece a operar. Esto es debido al retardo de la percepción y al tiempo de construcción. En este punto se observan dos nuevas olas pequeñas de inversión en arranque autónomo, que mantienen los niveles aproximados del SAA en operación deseado (Figura 3-2b). El precio es relativamente constante (Figura 3-2a) y la capacidad instalada crece lentamente en función de la expansión de la capacidad de generación (Figura 3-2d).

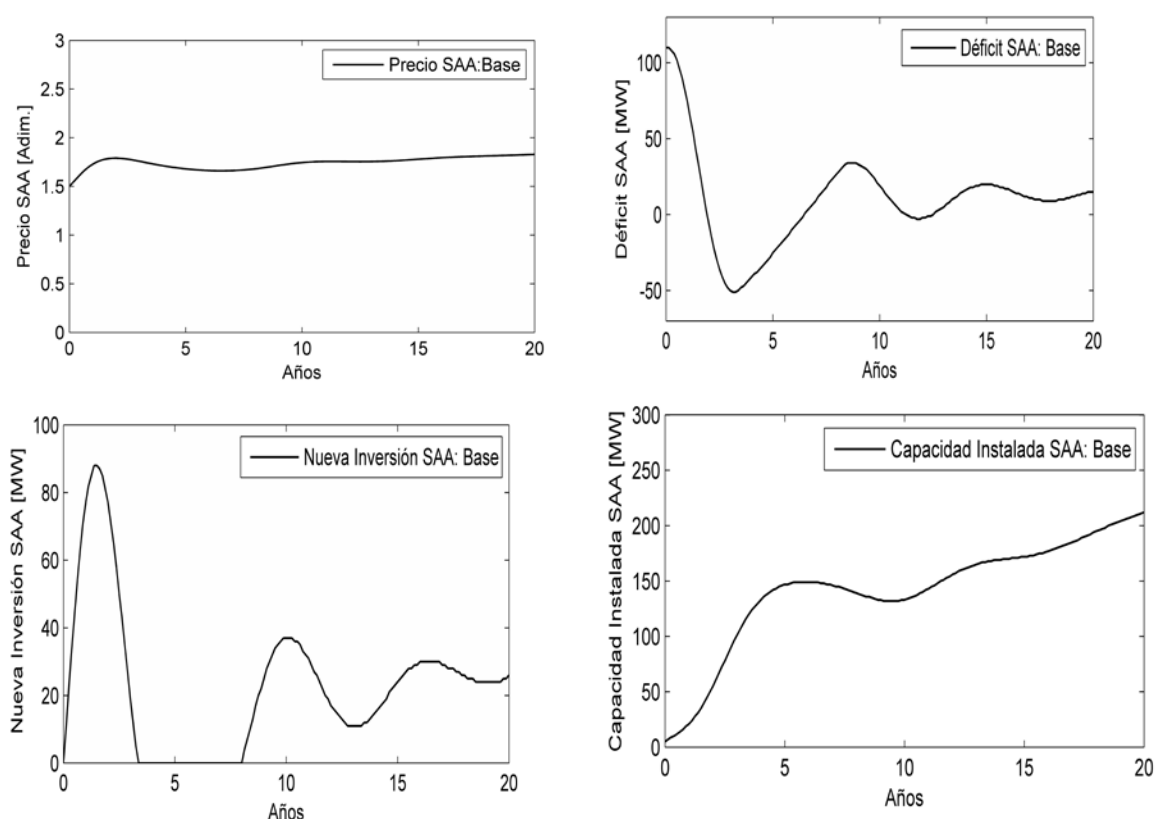


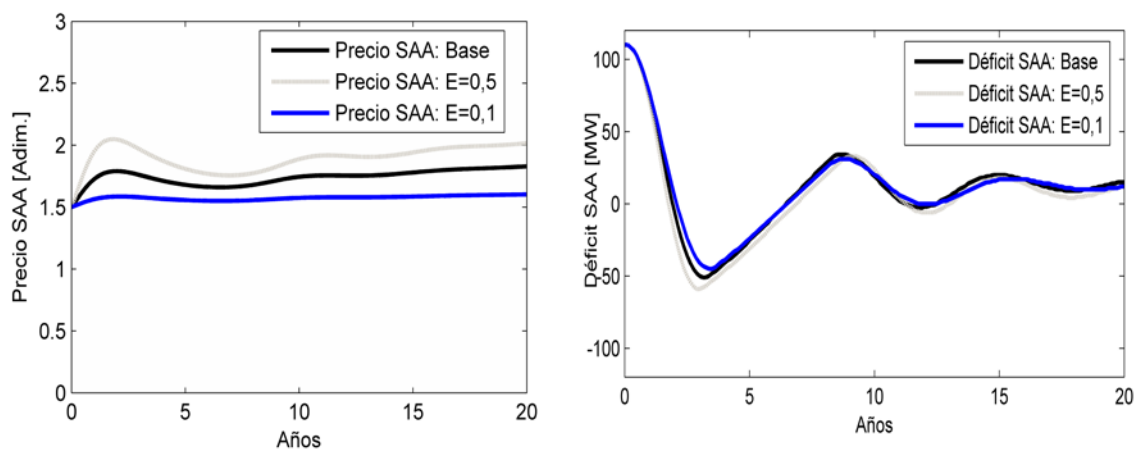
Figura 3-2: La simulación del escenario base teniendo en cuenta el comportamiento del Precio SAA (3-2a), Déficit (3-2b), Nuevas inversiones (3-2c) y Capacidad instalada (3-2d) (Fuente: Elaboración propia).

La estructura principal del mercado es un ciclo de realimentación negativo con retardos en el sistema. Esta estructura induce un comportamiento oscilatorio (Sterman, 2000), el

cual se observa en la Figura 3-2c. En general, se observa que el mecanismo basado en el mercado proporciona incentivos para asegurar suficiente capacidad de arranque autónomo durante un período determinado. Aunque sería deseable evitar cualquier oscilación, la amplitud de lo observado es relativamente limitada, lo que muestra que con un incentivo remunerativo se podría conseguir la capacidad necesaria de SAA.

3.3.2 Escenario 1: Variación de la sensibilidad de los precios al Balance demanda/oferta, ϵ .

La variación de ϵ afecta directamente el precio de arranque autónomo; cuando ϵ es pequeño, el arranque autónomo se vuelve menos sensible a los incentivos de precios. En la figura *Precios de SAA* (Figura 3-3a) se observa que cuando ϵ es igual a 0,1, el precio se mantiene aproximadamente constante. El efecto de esto es menos claro en los otros gráficos, ya que existe una diferencia relativamente baja entre el *Déficit de SAA* (Figura 3-3b) y la cantidad de capacidad instalada de arranque autónomo. A medida que aumenta ϵ se puede observar un efecto en la *Nueva Inversión en SAA*, debido a que en la Figura 3-3c se observó una diferencia de casi el 20% entre los dos casos en la primera ola de inversiones y diferencias pequeñas pero significativas en el siguiente conjunto de inversiones.



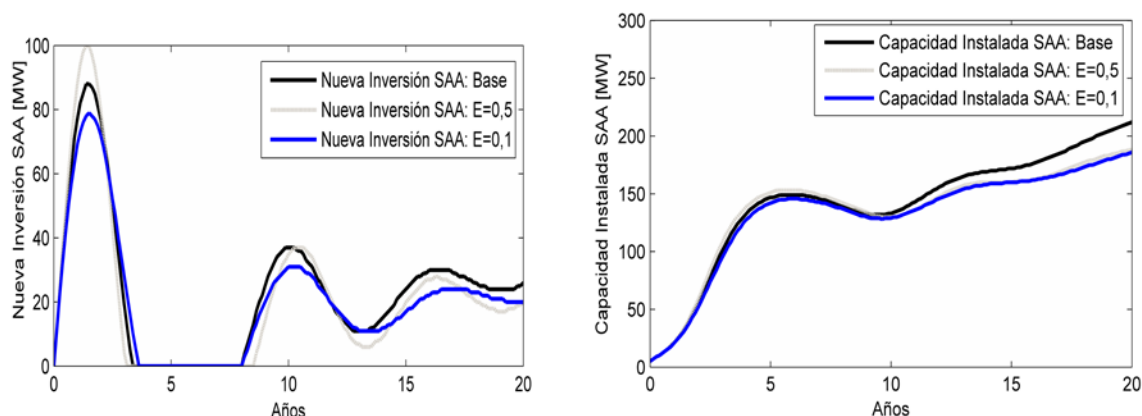


Figura 3-3: Simulación con variación de la sensibilidad del precio al equilibrio oferta/demanda ($\varepsilon = E$), en comparación con el escenario base (Fuente: Elaboración propia).

En general, se observa que el sistema no es muy sensible a los incentivos pagados para el establecimiento de una capacidad suficiente de arranque autónomo. Siempre y cuando las empresas sean capaces de obtener un beneficio apropiado, el resultado es la provisión de capacidad suficiente para el arranque autónomo. Se puede argumentar que podría ser mejor en general limitar los pagos ya que: (i) es más económico para el operador del sistema como se puede observar en la Figura 3-3a, y (ii) se observa una menor amplitud cuando se tiene un menor precio (Figura 3-3c). Esto significa una menor volatilidad de las inversiones en arranque autónomo.

3.3.3 Escenario 2: Variación de los retrasos en el sistema

En este caso, se simula la respuesta del modelo a los cambios en el tiempo necesario para instalar la capacidad de arranque autónomo y en el tiempo de percepción del *Déficit del SAA*. Se realiza una separación de las respuestas en tres etapas: corta, larga, y base. En el escenario corto, estos retrasos tienen un valor total de un año, en el escenario largo cuatro años, y en el base, dos años. A medida que aumenta el tiempo, los retrasos empiezan a formar un sistema oscilatorio (Sterman, 2000), ya que son demasiado largos para que los ciclos de realimentación negativa sean capaces de amortiguar las oscilaciones rápidamente. No importa si uno o ambos aumentan los retrasos, ya que el efecto es la longitud combinada de los dos retardos es decir, el tiempo total que se necesita para "evadir" el ciclo negativo una vez (Figura 3-1).

La longitud del retardo afecta el sistema, tal que entre más largo el retardo, más se desequilibra el sistema (Figura 3-4b). Esto también tiene un impacto negativo en el precio, aunque esta opción es la más costosa en más del 85% de los casos, y se observa una correspondiente falta de capacidad instalada (Figura 3-4b). También puede verse la diferencia en el tiempo en la Figura 3-4c, donde la segunda oleada de inversión tiene lugar en los años 5,5, 8 y 11, dependiendo de la duración del retardo. Por otro lado, se puede observar que un retraso de uno o dos años tiene relativamente poca diferencia con el precio de arranque autónomo. Sin embargo, las oscilaciones están relacionadas con la magnitud de los retrasos, por lo que, desde un punto de vista de sistemas de electricidad, es preferible tener un retraso tan corto como sea posible.

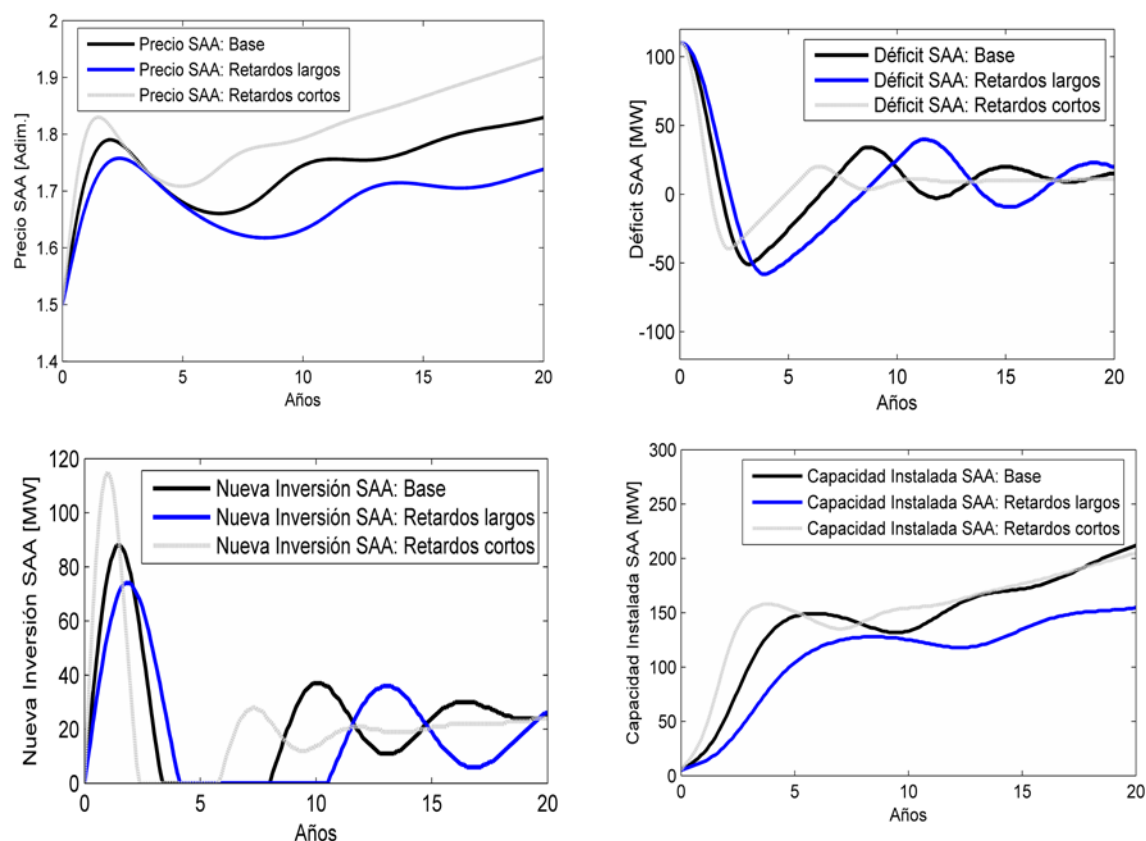


Figura 3-4: Simulación con variación de los retrasos en el sistema: largo (tiempo para instalar = 4, *Percepción del Déficit en el Retardo del SAA* = 4), corto (tiempo para instalar = 1, *Percepción del Déficit en el Retardo del SAA* = 1), en comparación con el escenario base (tiempo para instalar = 2, *Percepción del Déficit en el Retardo del SAA* = 2) (Fuente: Elaboración propia).

También se probaron otros escenarios posibles, por ejemplo, observando el crecimiento de la demanda, variando el *Tiempo de Ajuste de Precios* y las combinaciones de las variables anteriores, y se llega a la misma conclusión: que si bien puede haber una tendencia hacia un comportamiento oscilatorio de la inversión, se ve relativamente muy poco de esto en la capacidad instalada una vez que la fase de ajuste inicial se termina. A continuación se analiza la respuesta del modelo propuesto en DS con datos de plantas de generación que actualmente operan en el SEP colombiano con el fin de analizar el comportamiento del modelo de remuneración del SAA propuesto y determinar los elementos necesarios para que la estructura de mercado planteada en este capítulo sea estable en el SEP colombiano.

3.4 Discusión

En este capítulo se argumenta la necesidad de proporcionar una adecuada remuneración del SAA, con el reconocimiento de los costos de capital y de mantenimiento, así como el pago por prestación del servicio cuando se utilice. Los apagones son impredecibles y deberían ocurrir con muy poca frecuencia. Sin embargo, cuando suceden son extremadamente costosos, tanto en términos financieros como en términos de confianza en el sistema. Esto se vuelve aún peor si no existe la capacidad suficiente para realmente restablecer el SEP después del apagón. Para garantizar la disponibilidad del SAA, es necesario tener el mecanismo correcto de remuneración para que los generadores encuentren atractivo prestar este servicio.

Inglaterra y Australia son ejemplos de países que remuneran el SAA. En Inglaterra, el servicio lo proporcionan únicamente las unidades de generación con una capacidad de más de 200 MW (NGC, 2001), donde los costos vinculados a la prestación de este servicio corresponden al costo de la capacidad y mantenimiento (NGC, 2007). La prestación del SAA se asegura sobre la base de contratos anuales bilaterales. Los proveedores reciben financiamiento para la instalación de los equipos y, más tarde, un pago por disponibilidad con un promedio de US\$100.000 al año, así como el pago de la operación en caso de un apagón de US\$78.86/MWh (NGC, 2007). En Australia, el SAA lo suministran las unidades de generación con capacidades de entre 50 MW y 2600 MW (AEMO, 2011) y es pagado por los clientes y generadores en una base 50/50 compartida

(NGC, 2007). En promedio, las unidades de generación reciben un pago anual de US\$ 90.000 (Raineri et al; 2006).

En el caso de un apagón, la capacidad máxima de la zona Caribe de Colombia para restablecer el suministro de electricidad es de 1.236 MW (Ruiz et al., 2008). A pesar de que la capacidad de generación en el área es de unos 3.000 MW (XM, 2009), no hay necesidad de que todas las plantas de generación tengan arranque autónomo como se explicó en la sección 3.1. Se ha cuantificado los costos de inversión para la implementación del SAA en esta zona del Caribe.

Para realizar este ejercicio, se asumió que todas las plantas de potencia usan plantas diésel para prestar el SAA y, debido a la dificultad de obtener información relacionada con el consumo de MW de los servicios auxiliares de cada planta de generación, se utilizaron factores de diseño propuestos por los constructores de plantas de generación. Los factores de diseño dependen del tipo de plantas de generación en la zona caribeña de Colombia y se expresan como el porcentaje de la capacidad instalada necesaria para alimentar los servicios auxiliares de las plantas generadoras con arranque autónomo, tal como se muestra en la Tabla 3-4. Este factor de diseño depende del tipo de plantas de generación en el área del Caribe colombiano.

Tabla 3-4: Tipos y porcentaje de consumo de energía eléctrica de los servicios auxiliares de las plantas de generación utilizadas en la zona Caribe (Datos: IEEE Std 1020, 2011).

Tipo de planta de generación	Consumo de los servicios auxiliares (% capacidad instalada)
Hidráulica en caverna	0.32
Hidráulica superficial	0.2
Térmica a gas natural	1.11
Térmica de inyección	1.13

En la Tabla 3-4 también se observa que el porcentaje de consumo de los servicios auxiliares es mayor en las centrales generadoras térmicas en comparación con centrales generadoras hidroeléctricas. Por lo tanto, el tamaño de las plantas diésel necesarias para suministrar los servicios auxiliares es mayor en relación con la capacidad instalada en la planta de generación.

La Tabla 3-5 muestra información específica de nombre, tipo y capacidad instalada de las plantas de generación localizadas en la zona Caribe. También, se puede observar en la Tabla 3-5, el consumo de los servicios auxiliares por cada planta de generación. Este dato es el producto de multiplicar la capacidad de las plantas diésel por los factores de diseño propios del tipo de planta (Tabla 3-4).

Tabla 3-5: Cálculo del costo de la inversión de los equipos para proporcionar arranque autónomo usando el consumo de los servicios auxiliares para la zona del Caribe colombiano (Datos: Neón, 2012).

Plantas de Generación	Capacidad Instalada [MW]	Tipo de plantas de generación	Plantas Diesel [kW]	Consumo de servicios auxiliares [kW]	Valor [10 ³ \$US]	B/C
Flores I	150	Térmicas gas natural	1750	1665	522	0.6
Flores II	150	Térmicas gas natural	1750	1665	522	0.6
Flores III	99	Térmicas gas natural	1200	1099	290	1.5
Termobarranquilla	127	Térmicas gas natural	1600	1410	420	0.8
Cartagena	176	Térmicas gas natural	2000	1954	604	0.4
Guajira I	151	Térmicas gas natural	1750	1676	522	0.6
Guajira II	151	Térmicas gas natural	1750	1676	522	0.6
Termocandelaria I	150	Térmicas gas natural	1750	1665	522	0.6
Termocandelaria II	150	Térmicas gas natural	1750	1665	522	0.6
Proeléctrica	45	Térmicas de inyección	600	585	144	3.0
San Carlos	1240	Hidráulica en caverna	400	397	101	3.4
Urrá	331	Hidráulica superficial	700	662	181	2.8
Total	2920		17000		\$ 4870	

En la tercera columna de la Tabla 3-5 se puede observar el tamaño comercial considerado de la planta diésel necesaria para alimentar los servicios auxiliares de cada planta de generación con el fin de implementar el SAA. Según el tamaño de cada planta diésel, se hizo un estimado de los costos de inversión que comprende adicionalmente el equipo normalizado para la tensión y el control de frecuencia que permite que el agente generador sincronice los grupos de generación en el caso de un proceso de restablecimiento (Adibi, 2000). El tamaño de las plantas de arranque autónomo diésel varía entre 400 kW y 2000 kW, que es sólo una pequeña parte de la planta de generación a la cual se apoya.

La última columna de la Tabla 3-5 muestra el resultado del análisis Beneficio/ Costo (B/C) realizado para cada planta de generación del área Caribe. La relación B/C de un proyecto a una tasa de interés i es el cociente que resulta de dividir la sumatoria del Valor

Presente de los Ingresos netos (VPI) a una tasa i entre la sumatoria del Valor Presente de los Egresos (VPE) netos a una tasa de interés i . La ecuación 3.9 muestra la formula general del cálculo numérico para hallar la relación B/C en un proyecto en general (Mochón, 2004).

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{j=0}^n VPI_j(i)}{\sum_{j=0}^n VPE_j(i)} \quad (3.9)$$

Para este análisis B/C se consideraron los valores con una tasa de interés del 14%, un lapso de tiempo de 10 años e ingresos anuales de US\$ 100.000 ya que éste es el ingreso promedio por prestar el SAA en Inglaterra(Raineri et al, 2006). Con relación a los egresos se tuvo en cuenta los elementos explicados en la sección 3.1.2 tales como los costos de inversión, costos de depreciación y costos por concepto de AO&M. Cuando la relación B/C es menor que uno, significa que el proyecto no es rentable desde el punto de vista financiero. Por el contrario, los valores más altos que uno significan que el proyecto es financieramente atractivo (Stoft, 2002).

La Tabla 3-5 muestra que, en general, las plantas térmicas de potencia tienen un mayor consumo de servicios auxiliares en relación con las centrales hidroeléctricas. Esto significa que el regulador debe remunerar el SAA basado en una fórmula de precios que considera el tipo de planta de generación con el fin de evitar situaciones indeseables como la inversión insuficiente o pagos excesivos a los agentes generadores que afectan directamente a los usuarios finales.

3.5 Síntesis

Los apagones en los EE.UU., Italia, Alemania y el Reino Unido han demostrado que las consecuencias sociales y económicas aumentan con la duración de una interrupción (IEA, 2005). El SAA es un servicio complementario que ayuda a restablecer rápidamente el sistema interconectado de energía eléctrica después de un apagón parcial o total y, como tal, la regulación de este servicio es crítica. Se propone un esquema de mercado para el SAA que consiste en realizar contratos bilaterales por área operativa teniendo en cuenta la remuneración anual por concepto de disponibilidad y uso del SAA.

El esquema de mercado propuesto es modelado para estudiar la dinámica de este mercado potencial mediante DS. El modelo desarrollado se inspiró en los modelos anteriores utilizados para la dinámica del mercado de la electricidad con las consideraciones particulares de escala y técnicas para SAA. El modelo propuesto permitió entender las causas estructurales que provocan el comportamiento del sistema, así como para la evaluación del mercado sugerido. Además, el modelo permitió estudiar el comportamiento del sistema mediante el análisis de la coherencia y la eficacia de las distintas políticas aplicadas en el modelo, sin tratar de predecir el futuro en detalle.

El modelo propuesto considera explícitamente las demoras o retardos en la construcción y la formación de expectativas de precio. Los retardos en el mercado propuesto son intrínsecos debido a la necesidad de realizar estudios de viabilidad y adquisición de los equipos, así como su instalación física. Las simulaciones están calibradas para el área del Caribe colombiano, que es una región particularmente difícil en Colombia, ya que está dominada por generadores convencionales a gas en comparación con otras áreas operativas del país, que son surtidas principalmente mediante generación hidroeléctrica.

Se propone que el sistema de remuneración impuesto por el regulador tenga en cuenta los costos reales del SAA. Se deben considerar los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones, los cuales varían radicalmente entre las centrales térmicas e hidroeléctricas, ya que los costos de operación son más altos en las centrales térmicas.

En caso de que el regulador establezca una tarifa estandarizada sin tener en cuenta la diferencia de costos, puede haber una remuneración excesiva para las plantas hidroeléctricas o remuneración insuficiente para las plantas térmicas. La primera obligaría al usuario final a pagar costos excesivos para el arranque autónomo, y la última podría poner en peligro la seguridad y la fiabilidad del sistema interconectado colombiano ya que la participación de las centrales térmicas en arranque autónomo se reduciría. Como consecuencia de ello, el operador del sistema tendría menos recursos para restablecer el sistema de potencia en caso de un apagón generalizado y grave.

La propuesta recomienda que la subasta de arranque autónomo se repita periódicamente, creando un mercado dinámico. También se ha demostrado que las condiciones del mercado influyen en la inversión de plantas con arranque autónomo. Las simulaciones del mercado del SAA propuesto muestran que, análogo a los mercados de suministro de electricidad diarios, el comportamiento de la inversión tiende a tener un comportamiento oscilatorio, por lo que se mantiene la capacidad deseada instalada, lo que sugiere que el mecanismo propuesto para el arranque autónomo es lo suficientemente estable.

CAPITULO 4

CONTROL DE TENSION Y REACTIVOS USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este capítulo se analiza la propuesta de usar la GD para prestar el servicio de control de tensión y reactivos. Primero, Se realiza un estudio técnico detallado donde se presentan las implicaciones operativas del control de tensión en los sistemas eléctricos de potencia. Luego, se propone un modelo de incentivos que permita que la GD pueda recibir remuneraciones adicionales que ayudarían a aumentar la capacidad instada desde este tipo de energía en el país. El modelo de incentivos es evaluado en un modelo de simulación bajo la metodología de Dinámica de Sistemas.

4. Control de tensión y reactivos usando GD

La GD, especialmente con recursos renovables, ha sido investigada como una posible solución para garantizar la seguridad en el suministro y calidad en el desarrollo de las redes eléctricas del futuro (Sioshansi, 2011). Entre los servicios complementarios que pueden ser prestados por la GD se encuentran el control de la tensión y la compensación de la potencia reactiva (Gross, 2006). La compensación de reactivos generalmente se ha enfocado a nivel de transmisión, sin embargo, se debe considerar el efecto de los recursos distribuidos conectados cerca de la demanda con el fin de proveer beneficios económicos por la reducción de las pérdidas, disponibilidad de potencia reactiva y mejora de la tensión localmente (Kueck et al., 2006).

En este Capítulo se describe la propuesta para incentivar el uso de la GD a través de compensaciones económicas por concepto de potencia activa generada, mejoramiento en la regulación de tensión y disponibilidad para entregar o absorber reactivos. La propuesta de incentivos es implementada y se evalúa en un modelo de simulación en Dinámica de Sistemas, considerando las condiciones técnicas y económicas de una subred de distribución ubicada en el municipio de Manizales, cuya red hace parte de la zona operativa Caldas, Quindío y Risaralda (CQR) del sistema colombiano. La subred de distribución escogida presenta un gran número de tensiones fuera de rango (XM, 2011), y tiene el potencial hídrico para la construcción adicional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH), las cuales son clasificadas a nivel mundial como energías alternativas de bajo impacto ambiental (IEA, 2010).

La propuesta se fundamenta con resultados técnicos simulados que demuestran la efectividad de la GD para mejorar la Calidad de la Potencia Eléctrica y la estabilidad de tensión. En la siguiente sección se realiza una fundamentación teórica que sirve para entender los resultados técnicos encontrados al simular la subred de distribución del caso de estudio.

4.1 Análisis técnico en los SEP usando GD para el control de tensión y reactivos.

La Unión Europea ha realizado una serie de proyectos cuyo foco principal ha sido el estudiar la posibilidad de que la GD pueda prestar servicios de soporte técnico a la red, entre ellos el servicio de control de tensión y reactivos (FENIX, 2009; DG_Project, 2010), donde se ha mostrado que la GD afecta la Calidad de la Potencia Eléctrica y la estabilidad de la tensión de la red de distribución donde es instalada la GD. La afectación positiva o negativa depende del tipo de GD y de las características propias de la red de distribución donde se llevará a cabo la utilización de la GD de forma activa (FENIX, 2009; DG_Project, 2010). En esta sección se hace un análisis para identificar qué aspectos pueden aumentar o disminuir la Calidad de la Potencia Eléctrica y la Estabilidad de la tensión.

4.1.1 Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE)

La Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) es definida por la regulación colombiana como: *“las características de la electricidad en un punto dado de un sistema eléctrico, evaluado contra un conjunto de parámetros técnicos de referencia”* (CREG 065, 2012). Los parámetros técnicos usados como referencia están relacionados directamente con las perturbaciones de la onda de tensión que fluye por el SEP. Estas fluctuaciones ocasionan reducciones en la magnitud de la tensión, sobretensiones y otros fenómenos asociados como son los transitorios (Caramia et al., 2009).

Cuando se utiliza GD en los SEP, la CPE puede aumentar o disminuir dependiendo del tipo de energía primaria utilizada por las plantas distribuidas (Pecas Lopes et al., 2012). Particularmente, las PCHs utilizan máquinas síncronas para generar. Las máquinas síncronas se acoplan directamente a la red de distribución mientras los aerogeneradores utilizan máquinas asíncronas que necesitan de dispositivos de electrónica de potencia para conectarse a la red (Kosow, 1991). Los equipos de electrónica de potencia crean distorsiones armónicas que afectan la CPE (Braun, 2008). Por otro lado, la máquina síncrona trabaja a una velocidad constante relacionada a una frecuencia fija (Kosow, 1991), mientras los aerogeneradores utilizan una fuente de

energía primaria intermitente como es el viento y, por lo tanto, deben utilizar equipos de electrónica de potencia como rectificadores e inversores que les permita mantener la frecuencia entre los rangos de operación permitidos (Pecas Lopes et al., 2007).

La GD proveniente de PCHs puede mejorar la CPE en SEP donde el problema sean las interrupciones de tensión de larga duración, puesto que la GD aumenta la tensión en la barra en la que es conectada y, según la topología de la red de distribución, el aumento de la tensión también se puede dar en barras cercanas (Chowdury et al., 2009). Sin embargo, la CPE relacionada con la magnitud de la tensión tiene límites por encima y por debajo del valor de la tensión nominal (CREG 065, 2012). En Colombia, en niveles de tensión de redes de distribución la magnitud de la tensión debe mantenerse entre el 90% y el 110 % del valor nominal (CREG 025, 1995).

Para evitar sobrepasar las tensiones y perjudicar la CPE, es necesario que antes de conectar la GD se haga un estudio técnico de planeación a corto plazo con el fin de determinar la cantidad máxima de GD, esto antes de que la magnitud de la tensión pueda violar los márgenes de operación permitidos por la regulación.

4.1.2 Estabilidad de tensión

Tradicionalmente, en el diseño de redes de distribución no se consideraban problemas de estabilidad de tensión, debido a que los SEP utilizaban exclusivamente generación centralizada y por lo tanto los estudios de estabilidad se hacían solamente en la red de transmisión (Pecas Lopes et al., 2007). Sin embargo, el aumento de GD en las redes de distribución obliga a contemplar la estabilidad de tensión para asegurar que la GD no afecta la magnitud de la tensión, pues este aspecto puede poner en riesgo la continuidad en el suministro para el usuario final (IEEE Std 1547.4, 2011).

La causa principal de la inestabilidad de tensión es la demanda o las cargas; es por eso que la estabilidad de tensión también se conoce como estabilidad de carga (Custem y Vournas, 2008). Ante una variación de carga, el sistema trata de restablecer el equilibrio mediante la variación del punto de funcionamiento de los generadores y los reguladores de tensión, entre otros. Este incremento de la producción de los generadores se traduce

en un aumento de la demanda de potencia reactiva, lo que provoca mayores reducciones de tensión (Kundur, 1994). Para determinar la estabilidad de tensión en un SEP se pueden utilizar métodos de análisis tales como las curvas PV y el método modal (Kundur, 1994). A continuación se describe cada método utilizado en el análisis de estabilidad de tensión.

- Curvas PV

La Figura 4-1 se conoce como la curva PV (Kueck et al., 2006), esta representa la relación entre la tensión en el nodo al que se conecta una carga y la potencia activa consumida por la propia carga. Las curvas PV permiten obtener una idea de la máxima cargabilidad del sistema para operar de forma estable. La Figura 4-2 muestra que para diferentes Factores de potencia (F_p) se tienen diferentes puntos de Potencia activa máxima ($P_{m\acute{a}x}$) equivalente a la máxima transferencia de potencia. La $P_{m\acute{a}x}$ es el punto donde se puede presentar un colapso de tensión ya que ante un incremento pequeño de la demanda, la tensión en el nodo disminuye drásticamente.

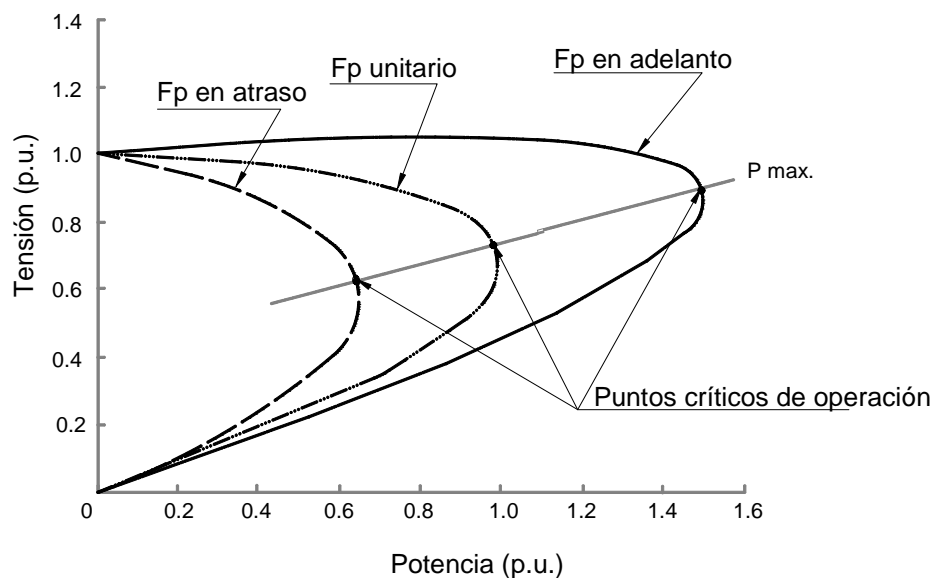


Figura 4-1: Curva PV de un SEP típico (Adaptada de: Kueck et al., 2006).

A medida que se realiza compensación de potencia reactiva en un SEP, es decir, que aumenta el F_p , se aumenta la cargabilidad del sistema y, por tanto, se disminuye la distancia al punto del colapso (Taylor, 1994). Sin embargo, el aumento excesivo de compensación de la carga implica que la tensión de operación del sistema disminuya.

Cuando la disminución sobrepasa los límites técnicos permitidos (ver sección 4.1.2), se ocasiona una disminución de la CPE y en casos extremos se puede llegar a un colapso de tensión (Custem y Vournas, 2008). Los colapsos de tensión ocurren por pérdida de grandes generadores o de importantes líneas de transmisión, que ocasionan que la tensión disminuya (Kundur, 1994). Para restaurar la tensión, se activan los cambiadores de taps y reguladores de tensión. La demanda sigue consumiendo potencia reactiva que debe ser provista por generadores que están más alejados, produciendo un aumento de las pérdidas por efecto Joule y agudizando la caída de tensión. Finalmente, el SEP no puede sostener el nivel de tensión y se produce una desconexión parcial o total (Adibi, 2000).

Otro método de análisis de estabilidad de tensión utilizado es, como se mencionó anteriormente, el análisis modal. El método de análisis modal es un método basado en el uso de la información de los valores y vectores propios de la matriz jacobiana del SEP; estos valores relacionan la variación de tensión con respecto al cambio de potencia reactiva (Kundur, 1994).

Los valores propios identifican diferentes modos de operación, a través de los cuales el SEP puede volverse inestable. Un valor propio positivo indica que el sistema cuenta con estabilidad de tensión, un valor propio cercano a cero indica una estabilidad crítica y un valor propio negativo indica que el sistema es inestable en tensión (Taylor, 1994). Este análisis también es útil para identificar las áreas críticas del sistema en estabilidad de tensión y los elementos de mayor influencia en cada nodo a través de los factores de participación. Los factores de participación indican el elemento del sistema de mayor influencia en la inestabilidad de tensión.

Un software técnico de SEP puede, a través de flujos de carga, obtener la contribución de cada nodo para mantener la estabilidad de tensión y el factor de participación de cada rama de la red de distribución estudiada. Los nodos, con factores de participación altos, son adecuados para la compensación con GD con el fin de aumentar la regulación de la tensión y lograr una fuente adicional para la gestión de reactivos.

Para mayor claridad en estos métodos de análisis de estabilidad de tensión, en la siguiente sección se muestra un estudio de los valores propios y las curvas PV de la subred Caldas, Quindío y Risaralda (CQR) del sistema colombiano utilizando un simulador de redes eléctricas especializado. Además, se realizaron simulaciones para identificar la respuesta del sistema con relación a los índices de CPE al introducir GD en la red de distribución estudiada.

4.2 Caso de estudio: Red CQR

El Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN) está dividido para propósitos de supervisión en áreas operativas. Cada una de estas áreas es responsable de la supervisión y control necesarios para suministrar la energía eléctrica a los usuarios de la región que sirven bajo criterios de confiabilidad y seguridad de su propio sistema y del SEP nacional.

Las redes de potencia eléctrica de los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda forman el área operativa CQR. El área CQR se caracteriza por tener PCH instaladas desde 1940 y recursos hídricos que se proyectan ser utilizados en nuevos proyectos de PCH para ejecutar en los próximos cinco años (CHEC, 2011), por lo tanto, estudios de estabilidad son importantes para determinar el impacto de la GD en redes existentes.

La subred eléctrica donde se realiza el estudio de estabilidad de tensión hace parte de la red CQR y abarca 22 barras, de las cuales 8 son a 115kV y 14 a 33kV. La Figura 4-2 muestra el diagrama unifilar de la subred del caso de estudio.

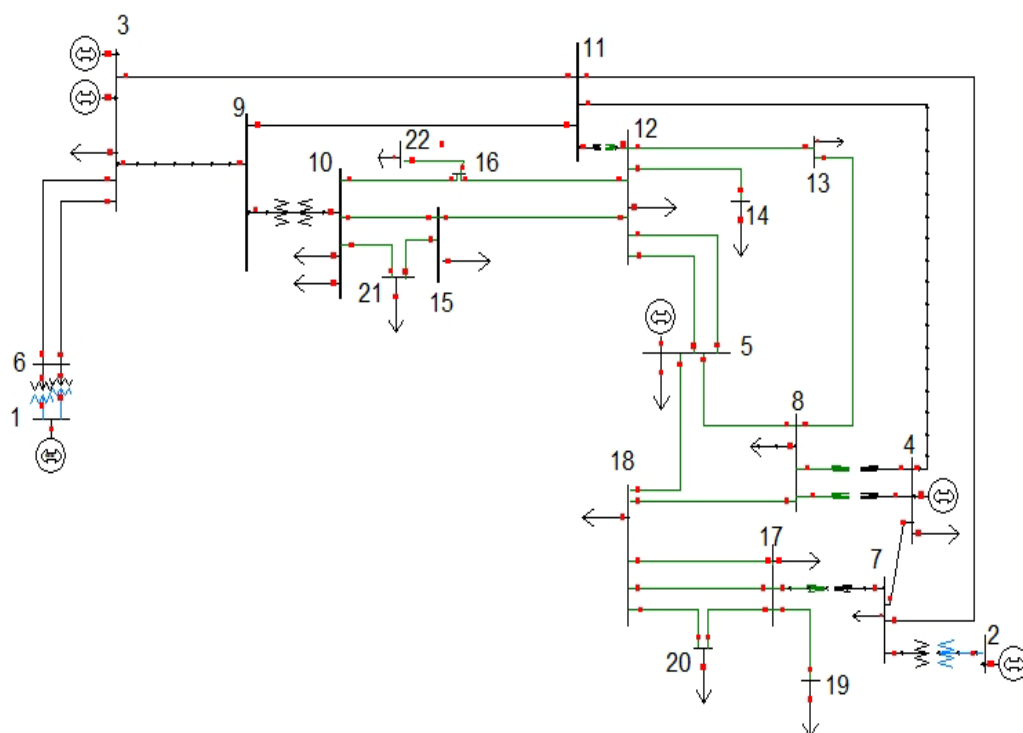


Figura 4-2: Diagrama unifilar del caso de estudio (Fuente: CHEC, 2012).

La información completa sobre tensiones, potencia activa y reactiva de las unidades de generación y de la carga se encuentra en el Anexo 3. Las cargas conectadas a la red, presentaban un alto valor inductivo, simulando cargas industriales. Este sistema tiene problemas de tensión en las barras 19 y 22 las cuales están conectadas a 33kV. El estudio consta de cinco casos, los cuales tienen en cuenta la conexión de generadores distribuidos de 1 MW en las barras o cerca a las barras con tensiones por fuera del rango permitido. Además, se complementa con la conexión de Bancos de Capacitores (BC), debido a que estos dispositivos son económicos y muy utilizados por la industria eléctrica para el mejoramiento del perfil de tensión (Kundur, 1994).

El análisis técnico realizado a la subred de distribución se compone de análisis de CPE, a través de estudiar la magnitud de la tensión con la inclusión de la GD. Luego, se estudia la respuesta en la estabilidad de tensión a través de analizar los valores propios y los resultados de las curvas PV teniendo en cuenta la respuesta del sistema de distribución con y sin GD instalada.

4.2.1 Resultados: Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE)

La red del caso de estudio bajas tensiones principalmente en dos ubicados cerca de la ciudad de Manizales, donde es factible la construcción de PCH. La Figura 4-3 muestra los diagramas unifilares de la barra 19 que corresponde a la barra donde está conectada una siderúrgica, y la barra 22 donde se proyecta conectar una carga adicional de 2 MVA procedente de una zona franca proyectada para empezar a funcionar en el año 2013 (zona franca andina, 2012).

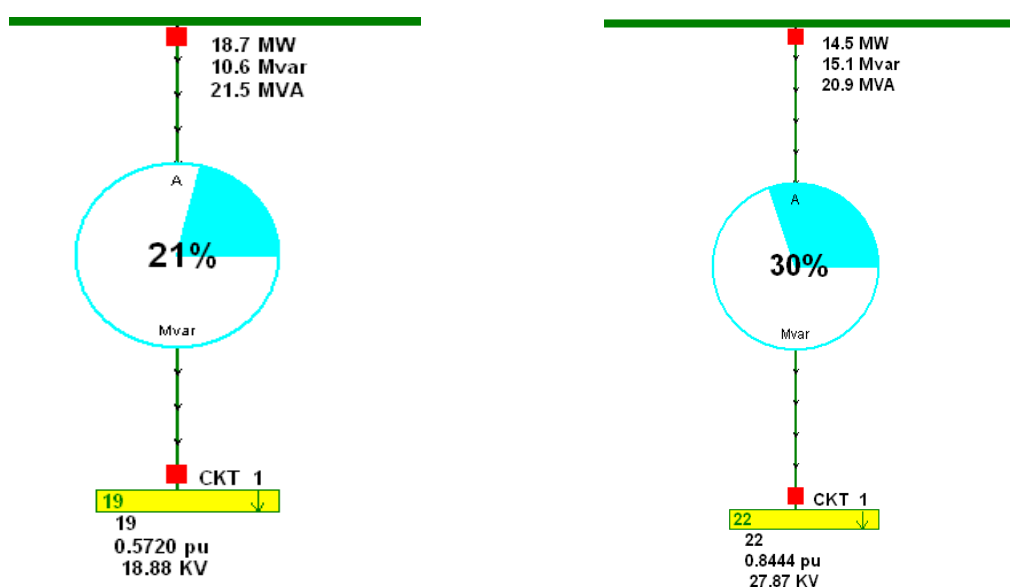


Figura 4-3: Diagrama Unifilar de las barras 19 y 22 de la subred de distribución del caso de estudio (Datos: software PowerWorld Simulator).

En la Figura 4-3 se observa el comportamiento de la tensión en la barra 19. La regulación determina que el valor mínimo de la tensión de una barra de 33kV es de 29.7 kV, que corresponde al 90 % de la tensión nominal (CREG 025, 1995), y se observa en los datos del simulador de redes de distribución es que dicho nodo tiene una tensión de operación en estado estable de 18.88 kV. La tensión de la barra 22 tampoco cumple con los límites exigidos por el regulador colombiano pues la reducción de la tensión es de 84.44%.

El estudio consta de cinco casos, los cuales tienen en cuenta la conexión de generadores distribuidos de 1 MW en las barras con tensiones por fuera del rango permitido, y se compara esta respuesta del sistema con la compensación a través de la conexión de

Bancos de Capacitores (BC). La Tabla 4-1 muestra las características de cada caso en que se compone el análisis técnico de la CPE en la subred de distribución estudiada.

Tabla 4-1: Casos en que se divide el estudio de CPE en la subred de distribución del caso de estudio (Fuente: Elaboración propia).

Casos	Descripción
1	GD solo en la barra 22
2	GD barra 22 y BC
3	GD en la barra 19
4	GD en la barra 22, 19 y BC
5	Solo BC

La Figura 4-4 muestra las tensiones registradas en las barras 19 y 22, como se mostró en la Figura 4-3, la barra 19 tenía una tensión de 0.6p.u, y al conectarle GD en la misma barra (caso 3), aumenta la tensión a 0.98, por lo que mejora considerablemente la calidad de la tensión. La barra 22 aumenta la tensión luego de conectar la GD y cuando se conecta el BC, el resultado es de 0.98 en la barra 19 y 0.95 en la barra 22, mejorando la magnitud, pero sin un cambio representativo. En el caso cinco, la tensión aumenta hasta 0.7p.u. en la barra 19 y 0.92 en la barra 22, lo que demuestra que es necesario tener GD ya que el BC, aunque tiene la misma magnitud que el generador distribuido, no alcanza a aumentar la tensión en la barra 19 en la misma proporción.

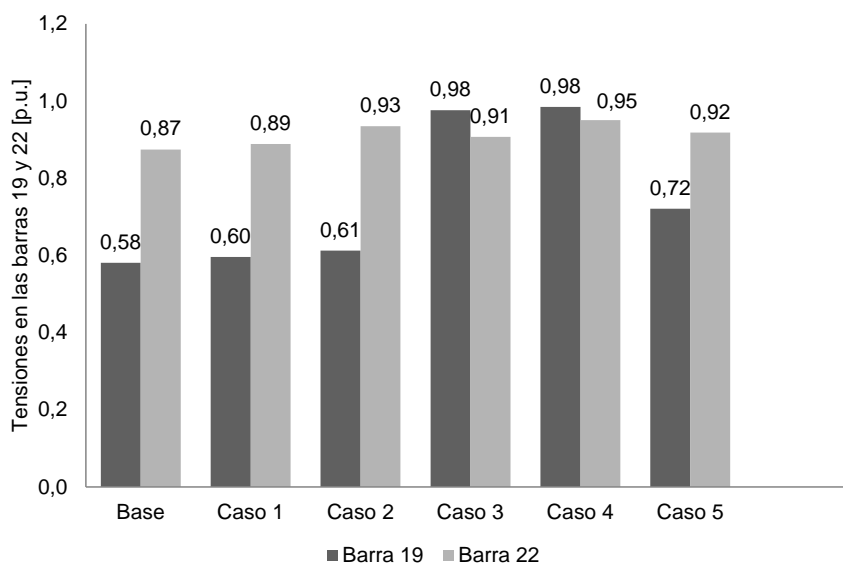


Figura 4-4: Comportamiento de la tensión en la barra 19 y barra 22 para cada caso propuesto en el estudio de CPE (Datos: software PowerWorld).

Al analizar las pérdidas eléctricas para cada caso, se puede observar en la Figura 4-5 que la operación de la GD ayuda a disminuir las pérdidas en las líneas por potencia activa y reactiva. Las pérdidas disminuyen proporcionalmente con el aumento de la tensión en las barras problema (caso tres y cuatro).

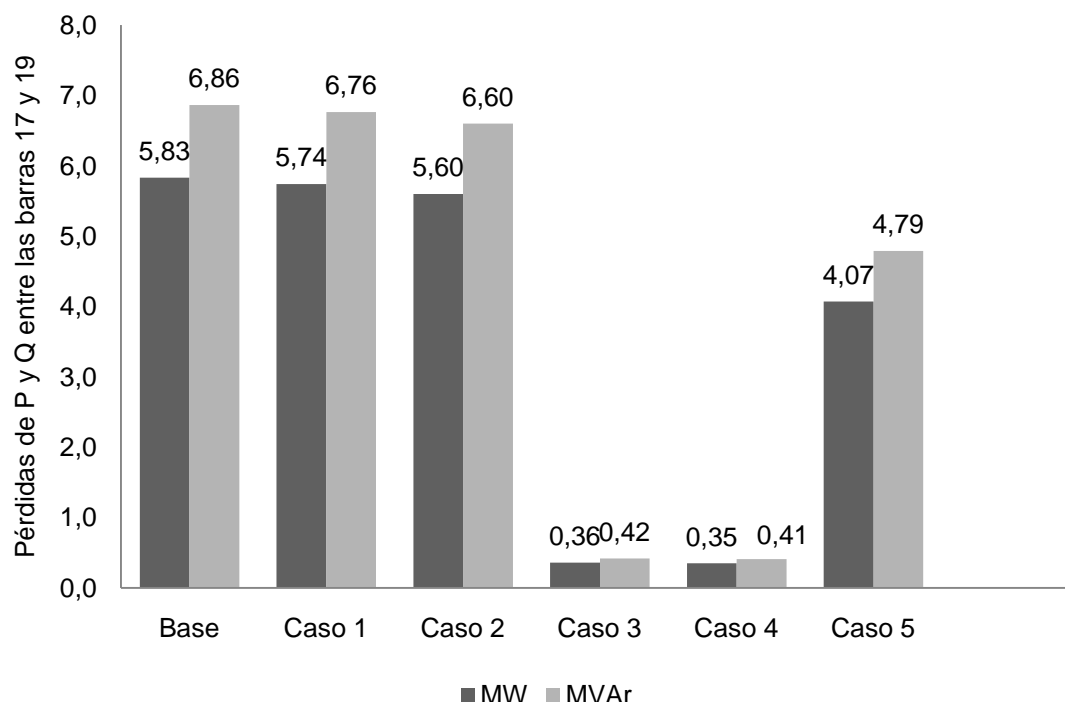


Figura 4-5: Pérdidas de potencia activa y potencia reactiva en la línea entre las barras 19 y 22(Datos: software PowerWorld).

En conclusión, se puede destacar que la GD presta un control local, con consecuencias regionales. Las consecuencias más notorias son aumento en la tensión, descongestión en las líneas de transporte y disminución de las pérdidas. Es importante destacar que la implementación de la GD debe hacerse con un estudio previo dado que en el caso de barras con sobretensiones, la GD puede agravar el problema y ocasionar daños peores a la CPE (Pecas Lopes et al., 2007).

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones es posible evaluar el efecto que ejerce la GD en la magnitud de la tensión con respecto a la cantidad de MW instalados. En la Figura 4-6 se hace un análisis del comportamiento de la magnitud de la tensión en

la subred estudiada a medida a que la relación entre la GD instalada y la GD potencial va aumentando (GDI/GDP).

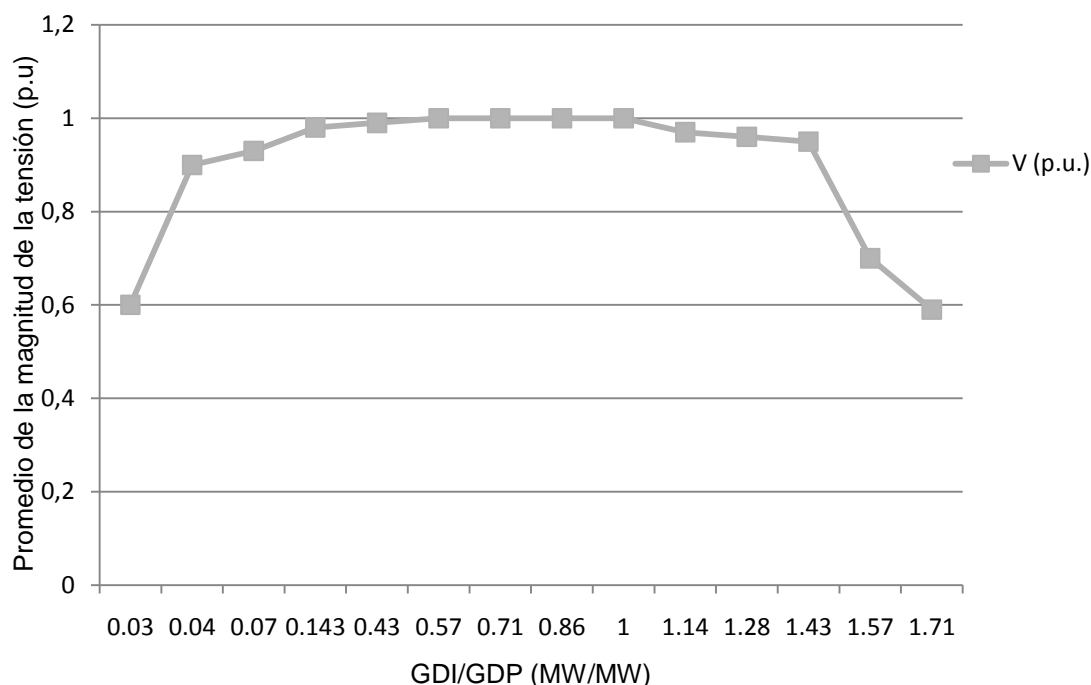


Figura 4-6: Relación entre la GD Instalada (GDI) y GD Potencial (GDP) vs el promedio de la tensión en p.u. de las barras de la subred de distribución del área CQR en estudio (Fuente: Elaboración propia).

La Figura 4-6 muestra que a medida que la relación entre GDI y GDP aumenta, la tensión aumenta hasta que el sistema de distribución presenta un comportamiento de saturación donde la tensión empieza a disminuir, hasta que incurre en problemas de CPE debido a que el límite de operación es de 0.9 p.u (CREG 025, 1995) y en la Figura 4-6 se puede observar que cuando la relación GDI/GDP es mayor a 1.43, el promedio de la magnitud de la tensión en las barras del sistema es menor a 0.9 en p.u.

4.2.2 Resultados: Estabilidad de la tensión en la subred de distribución.

El estudio de estabilidad de tensión consistió en utilizar el módulo de estabilidad de voltaje del software PowerWorld Simulator en la sub-red de distribución descrita en la sección 4.2. Las metodologías de análisis utilizadas fueron el análisis modal y las curvas PV. El estudio de estabilidad de tensión se hizo para tres escenarios de prueba, como se muestra en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Casos en que se divide el estudio de estabilidad de tensión en la subred de distribución del área operativa CQR (Fuente: Elaboración propia).

Casos	Descripción
Base	Funcionamiento normal de las PCHs
Cargabilidad Máxima	Aumento de la carga en 4%
Contingencia crítica	Análisis de la subred ante contingencias (N-1).

El sistema base corresponde a la operación normal de la subred de distribución, teniendo en cuenta las PCHs funcionando, el segundo caso corresponde a la máxima cargabilidad de la red en estudio, el valor utilizado fue un incremento de la carga en 4% relacionado con la proyección de una zona industrial programada para entrar en funcionamiento en el 2013 (zona franca andina, 2012).

El caso contingencia crítica corresponde a un análisis previo (N-1) con ayuda del software de análisis de redes PowerWorld Simulator, el cual arrojó que la peor contingencia que se puede presentar en la subred con respecto a la posibilidad de una desconexión fortuita, corresponde a la salida de funcionamiento de la planta de generación conectada en el nodo 1. Para cada uno de estos escenarios de cargabilidad y operación se realizó el análisis modal, y se obtuvieron los resultados que se muestran en la Figura 4-7.

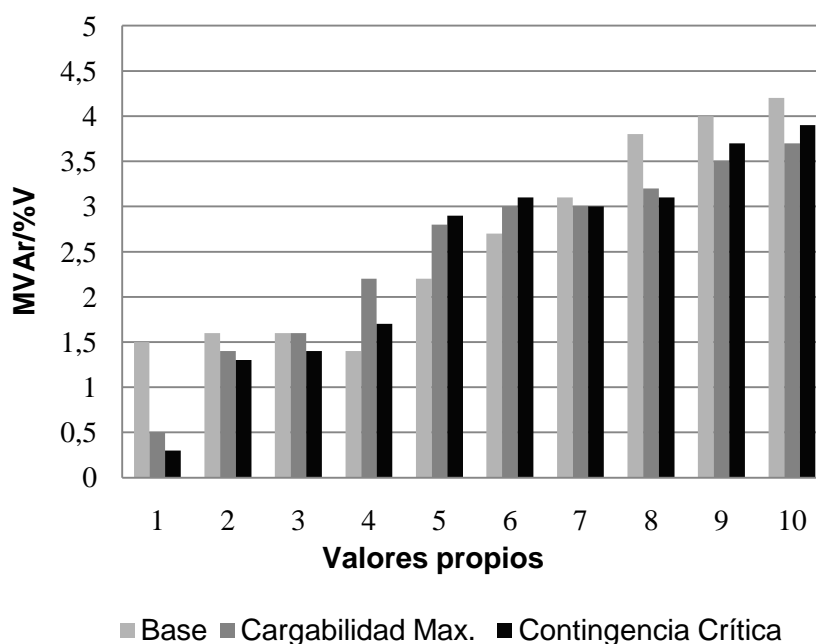


Figura 4-7: Valores propios del análisis modal realizado a la subred de distribución del área CQR colombiana (Datos: red CQR).

En la Figura 4-7 se puede apreciar que el sistema permanece estable para las tres condiciones de operación definidas en los escenarios, puesto que todos los valores propios son positivos. Sin embargo, el sistema tiende a ser inestable cuando opera en las condiciones de cargabilidad máxima y de contingencia crítica.

En la condición de cargabilidad máxima se presenta la condición de operación más crítica, debido a que se obtiene un modo débil, identificado por el valor propio cercano a cero. El software de simulación permite identificar cuáles nodos tienen mayor factor de participación según cada valor propio. En este sistema los nodos 4 y 19 presentan factores de participación más elevados, lo que significa que estos nodos son más inestables. Este análisis se complementa con la construcción de las curvas PV en estos nodos inestables. Las Figuras 4-8y 4-9 muestran las curvas PV de los nodos 4 y 19respectivamente.

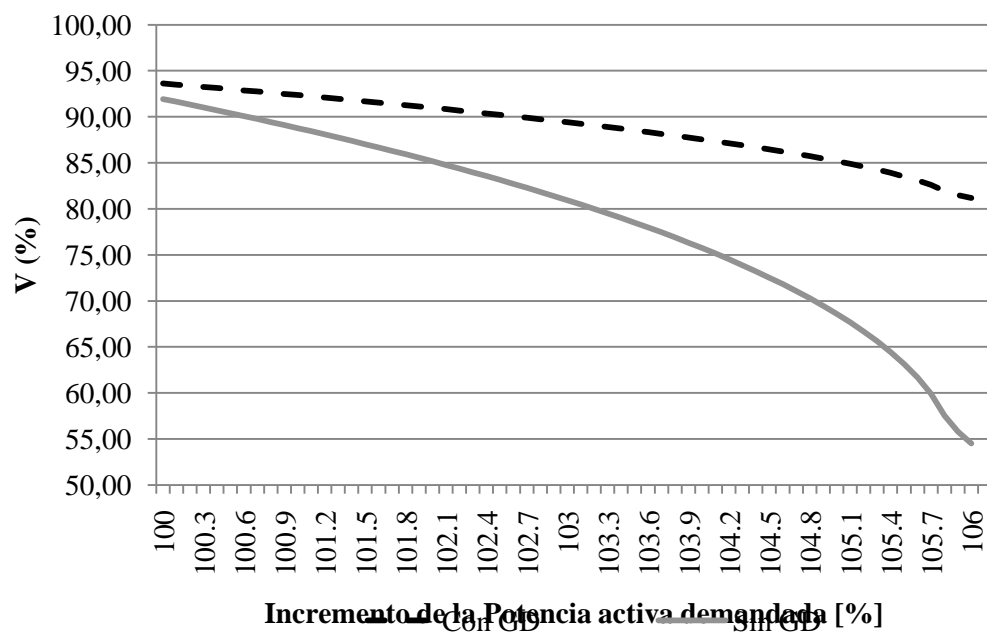


Figura 4-8: Curva PV de la barra 4 con y sin GD instalada (Fuente: PowerWorld Simulator).

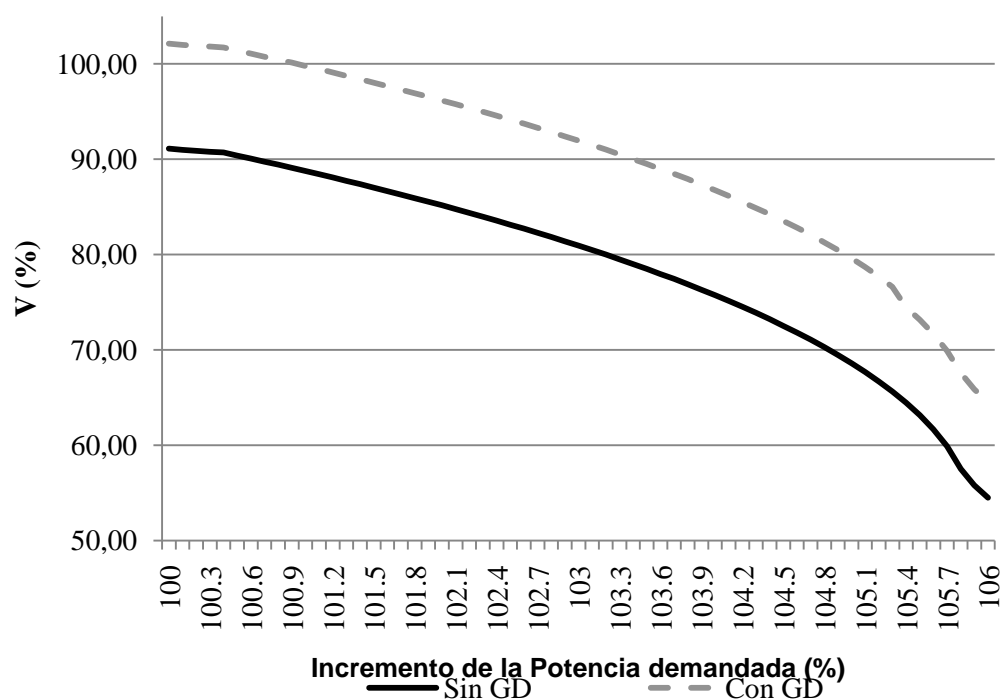


Figura 4-9: Curva PV de la barra 19 con y sin GD instalada (Fuente: PowerWorld Simulator).

Las curvas PV anteriores muestran que antes de conectar la GD en la subred de distribución, las tensiones, aunque estaban dentro de los rangos operativos, eran bajas. Con la entrada de la DG se acercan más al porcentaje ideal (100%) para evitar pérdidas en la facturación del servicio de electricidad, dado a que el consumo final de usuario depende de la magnitud de la tensión. Asimismo, la GD permite aumentar la cargabilidad del sistema simulado puesto que la curva PV se desplaza hacia la derecha soportando para los mismos niveles de tensión, un mayor aumento de la demanda.

Los resultados de la inserción de la GD en la red de estudio muestran que la introducción de la GD de manera controlada mejora la CPE en nodos con bajas tensiones. Con respecto a la estabilidad de tensión de las redes de distribución, las simulaciones muestran que la implementación de plantas distribuidas ayuda a aumentar la cargabilidad de las redes por lo que permite aumentar la demanda del sistema, sin que se afecte la estabilidad del sistema respecto a la magnitud de la tensión.

El crecimiento de la GD en los países de la Unión Europea en los últimos 20 años se debe a los incentivos económicos y regulatorios implementados desde principios de siglo (Cossent et al, 2009). En Colombia, la GD representa el 4.2 % del total de la capacidad instalada del sistema de potencia (XM, 2011). La instalación de las plantas menores fue de 564.3 MW en el 2010, un aumento del 1.1% con respecto al 2009. Como se expresó en el Capítulo 2 (Tabla 2-6), la principal barrera por la cual la GD no se ha masificado en Colombia es que los incentivos existentes son solamente en el periodo de inversión y son indirectos puesto que se basan en la exención de impuestos solamente en el periodo de construcción de las plantas distribuidas (Zuluaga y Dyner, 2009).

En la siguiente sección se desarrolla el modelo de difusión propuesto para incentivar el crecimiento de la GD en Colombia. El modelo fue realizado usando la misma metodología del modelo del Capítulo 3 llamada Dinámica de Sistemas (DS). Esta metodología permite hacer modelos de gestión, es decir permite crear modelos donde se puede comparar diferentes alternativas. La razón del modelo de difusión es comparar el impacto en el crecimiento de la GD frente a la implementación de incentivos comerciales y técnicos.

4.3 Modelo de difusión para promover el uso de GD en Colombia

El uso de la GD en Colombia equivale aproximadamente al 4.2% del total de la matriz energética en el SIN (XM, 2011). El bajo porcentaje de utilización de la GD se atribuye principalmente a deficiencias en el esquema regulatorio actual (Caspary, 2009). Dichas deficiencias están relacionadas con la falta de incentivos que logren aumentar la difusión de la GD en el SIN colombiano.

Los modelos de difusión buscan explicar los principales determinantes que afectan la adopción de una tecnología en el tiempo y en el espacio (Barreto, 2008). Los modelos de difusión en energía eléctrica son usados principalmente para explorar posibles opciones de tecnología energética en el futuro (Claudy, 2011); estos utilizan diferentes metodologías tales como funciones logísticas, modelos de Bass, curvas de aprendizaje, simulación basada en agentes y DS.

A continuación, se muestra los antecedentes de modelos de difusión realizados para aplicaciones en tecnologías de energías renovables, con el fin de demostrar la aplicabilidad de los modelos de difusión en temas de energías alternativas.

4.3.1 Sobre los modelos de difusión

Los modelos de difusión asumen que el crecimiento de una tecnología depende de la cantidad de personas potenciales que puedan adoptar dicha tecnología o innovación (Namagatsu, 2006). El crecimiento de los modelos de difusión tiene un patrón o regularidad típica cuya forma es similar a la letra S (Kahouli-Brahmi, 2008). La forma en S ilustra el hecho de que la difusión de un producto o tecnología es un proceso gradual, debido a que el proceso de innovación tiene una tasa de crecimiento lenta, luego el crecimiento se acelera al encontrar mercados nuevos y finalmente los mercados nuevos se saturan (Rao y Kishore, 2010).

Matemáticamente, las funciones en forma de S son llamadas curvas logísticas y han sido utilizadas para explicar el crecimiento de poblaciones, propagación de epidemias,

difusión de productos tecnológicos (Rogers, 2003) y de energías renovables (Lund, 2006). El estudio inicial de crecimiento es aproximadamente exponencial, al cabo de un tiempo aparece la competencia entre algunos miembros y la tasa de crecimiento disminuye, finalmente en la madurez se detiene (Meade e Islam, 2006). La ecuación 4.1 muestra una función logística en su forma más general, la cual ha sido utilizada en diversos campos de aplicación en los que se incluye estudios de difusión de energías alternativas (Rao y Kishore, 2010).

$$P(t) = \frac{KPoe^{\gamma t}}{K + Po(e^{\gamma t} - 1)} \quad (4.1)$$

Donde P es una variable que representa una población determinada, e es la constante de Euler, K es la capacidad de persistencia, γ es la tasa de crecimiento y Po es la población inicial.

La tasa de crecimiento en los modelos de difusión se puede representar por la siguiente ecuación diferencial:

$$\frac{dN}{dt} = bN(t)(Nu - N(t)) \quad (4.2)$$

donde $N(t)$ es la adopción acumulada en el tiempo t, Nu es el potencial final y b es el coeficiente de difusión. La ecuación 4.2 es básicamente una curva de crecimiento la cual puede ser adaptada para modelos de difusión de tecnología, a través de asumir que los procesos de difusión están influenciados por adoptantes anteriores (Rao y Kishore, 2010). Si la influencia sobre la difusión es a través de elementos externos o exógenos, el coeficiente de difusión sería constante y la ecuación 4.2 se modificaría de la siguiente forma:

$$\frac{dN}{dt} = [a(N_u - N(t))] \quad (4.3)$$

donde $N(t)$ es la adopción acumulada en el tiempo t, Nu es el potencial final y a es el coeficiente de difusión.

Un modelo mixto que combina la influencia de las ecuaciones anteriores con variables exógenas tales como tasas de innovación, imitación y potencialidad del producto se presentó por primera vez por Bass (1969) para estudiar el crecimiento en las ventas de un nuevo producto. El modelo de Bass es un modelo de influencia mixto con tres

parámetros p , q y m . p representa el coeficiente de innovación (a en la ecuación 4.3), q es el coeficiente de imitación (b en la ecuación 4.2) y m es el potencial total. El modelo de Bass (1969) es representado de forma general por la ecuación 4.4.

$$\frac{dN}{dt} = \left[p + \frac{q}{m}(N(t)) \right] [m - N(t)] \quad (4.4)$$

El modelo de Bass clásico fue evolucionando mediante la incorporación de elementos adicionales tales como la relación de la respuesta total de mercado, el precio del producto y la interacción de la difusión y las curvas de aprendizaje (Bass, 1994).

Las curvas de experiencia o aprendizaje describen cómo los costos de inversión de una tecnología se reducen a través de uno o más factores que representan la acumulación de conocimiento y experiencias relacionadas con la Investigación y Desarrollo (I+D), la producción y el uso de esa tecnología (Kahouli-Brahmi, 2008; Papineau, 2006).

Para incorporar la curva de aprendizaje dentro de un modelo de difusión, se debe asumir que la reducción de los costos afecta el costo inicial de la tecnología y el grado de aprendizaje depende de la tasa de aprendizaje propia de cada tecnología. La forma habitual de representación de la curva de aprendizaje es mediante el uso de una regresión exponencial como se muestra en la ecuación 4.5 (Argot y Epple 1990).

$$C = Co * (Cap_inst)^\varepsilon \quad (4.5)$$

Donde C es el costo por unidad de producción, inversión o capital; Co es el costo de la primera unidad, Cap_inst es la producción acumulada o capacidad instalada y ε es la elasticidad de la curva de aprendizaje.

La elasticidad es un parámetro positivo que representa experiencia en la utilización, investigación y desarrollo en determinada tecnología (IEA, 2000) y se relaciona con una rapidez en el proceso de aprendizaje. Para cuantificar dicha rapidez se utiliza el término tasa de progreso (TR). A medida de que la tasa de progreso crece, la elasticidad se hace más pequeña, lo cual significa que la tecnología estudiada es más madura y el comportamiento de los costos se estabiliza. La tasa de progreso también se relaciona con la tasa de aprendizaje (Learning_Rate LR) como se muestra en la ecuación 4.6

$$\varepsilon = \frac{\ln(1 - LR)}{\ln 2} = \frac{\ln(1 - LR)}{\ln 2} \quad (4.6)$$

Las curvas de aprendizaje han permitido cuantificar la disminución de costos en el tiempo por aprendizaje de tecnologías como la solar (Claudy et al; 2011) y eólica (Namagatsua et al; 2006) principalmente dado que este tipo de energías han tenido una reducción considerable de sus costos de inversión desde los años 60 a la fecha (IEA, 2000).

Otra forma de analizar métodos de difusión de energías con bajas emisiones de CO₂ han sido los modelos basados en agentes (Faber et al, 2010;) es un tipo de modelo computacional que permite la simulación de acciones e interacciones de individuos autónomos dentro de un entorno, y permite determinar qué efectos producen en el conjunto del sistema (Izquierdo et al., 2008). La simulación basada en agentes es utilizada en modelos donde hay un gran número de individuos heterogéneos (Sopha et al., 2011) y en estos modelos se puede simular las operaciones simultáneas de varios individuos con entidades múltiples en un intento de recrear y predecir las acciones de fenómenos complejos (Faber et al., 2010).

Los últimos estudios publicados en el tema de la difusión de microcentrales para la generación de electricidad usando simulación basada en agentes se caracterizan por ser trabajos donde se estudian políticas que involucran la demanda de energía para reemplazar energías convencionales con gran capacidad de generación por GD (Faber et al, 2010; Sopha et al., 2011).

La demanda está compuesta por agentes con características heterogéneas, que comparten un bien público, el cual es la electricidad. Los bienes públicos deben ser compartidos por todos los usuarios en igualdad de condiciones, aunque los usuarios tengan diferentes necesidades y expectativas referentes a la calidad y continuidad del suministro de electricidad. La venta de la electricidad bajo un entorno de bien público produce relaciones complejas cuyo estudio se facilita con simulación basada en agentes (Izquierdo et al., 2008).

Las relaciones complejas, tal como se expresa en el Capítulo 3, también pueden ser estudiadas con DS debido a que esta metodología permite estudiar la interdependencia de las variables que forman las relaciones complejas y elaborar modelos de gestión para identificar qué alternativa es mejor que otra (Dyner y Larsen, 2001). Maalla y Kunsch (2008), utilizaron la DS, el modelo de Bass y curvas de aprendizaje para realizar un modelo de difusión que muestra las dificultades económicas que las microcentrales térmicas tienen por causa de los altos costos de inversión inicial que no permiten el desplazamiento de la generación térmica centralizada. A continuación, en la Tabla 4-3 se presenta de manera resumida modelos de difusión publicados en los últimos 10 años relacionados con estudios en energías alternativas y GD convencional.

Tabla 4-3: Publicaciones recientes de modelos de difusión en energías alternativas y GD convencional (Fuente: Elaboración propia).

Autores y año	Metodologías utilizadas en el modelo de difusión	Alcance o aplicación del modelo	País aplicado
Lund, 2006	Modelo logístico con influencias endógenas	Tasas de penetración del mercado de nuevas energías alternativas	Alemania, Finlandia y Francia
Maribu et al., 2007	Modelo logístico	Análisis para estudiar la difusión de los recursos energéticos distribuidos en los usuarios comercializadores	Estados Unidos
Claudy, Michelsen, O'Driscoll, 2011	Modelo logístico	Difusión de energía solar y eólica a través de analizar la disposición de pagar de la demanda para reemplazar energías convencionales por energías alternativas.	Irlanda
Purohit y Kandpal, 2005	Modelo de Bass	Estudio de la futura propagación de energías alternativas para el bombeo de agua.	India
Nagamatsua, 2006	Curvas de aprendizaje Modelo logístico	Estudio de la difusión en el uso de paneles fotovoltaicos para usuarios residenciales	Japón
Kumbaroglu, 2006	Curvas de aprendizaje	Estudio de planificación de políticas que integren curvas de aprendizaje y energías renovables.	Turquía
Pettersson y Söderholm, 2009	Curvas de aprendizaje	Estudio del impacto de la políticas climáticas sobre las inversiones futuras en energías alternativas	Suecia
Faber, Valente y Janssen,	Simulación basada en	Estudia políticas de difusión aplicada a la demanda de	Holanda

2010	agentes Curvas de aprendizaje	energía que permita reemplazar grandes centrales térmicas de carbón por GD térmica	
Sopha, Klockner, y Hertwich, 2011	Simulación basada en agentes	Estudio de políticas de transición para cambiar GD convencional térmica por GD tipo biomasa	Noruega
Maalla y Kunsch, 2008	Modelo de Bass Curvas de aprendizaje Dinámica de Sistemas	Estudio de difusión de generación distribuida térmica convencional en usuarios residenciales	Inglaterra

Los modelos de difusión en energía renovable citados en la Tabla 4-3 han sido principalmente concebidos para estudiar la dinámica generada por la introducción y difusión de nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica, teniendo en cuenta factores como el desarrollo económico sostenible, ambiental y social.

En la Tabla 4-3 se puede observar que Maalla y Kunsch (2008) diseñaron un modelo de difusión utilizando la simulación con DS y el modelo de Bass con curvas de aprendizaje. La misma metodología es utilizada en el modelo de difusión de esta tesis doctoral. Con el fin de demostrar que los dos modelos son diferentes se hizo una comparación de las características técnicas, económicas y de procedimiento de los dos modelos que se muestra en la Tabla 4 - 4.

Tabla 4-4: Comparación entre el modelo propuesto por Maalla y Kunsch (2008) y el modelo propio (Fuente: Elaboración propia).

Características	Modelo de difusión Maalla y Kunsch, 2008	Modelo de difusión propio
Técnicas	Microcentrales térmicas convencionales. Red de baja tensión Demanda residencial	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas. Red de media tensión
Económicas	Incentivos por cogeneración de usuarios residenciales Incentivos ambientales gubernamentales	Incentivos por políticas de seguridad de venta de generación Incentivos técnicos por control de tensión y reactivos. Incentivos ambientales por estudiar.
Curvas de aprendizaje	Se aplica solamente en los costos de inversión. La reducción de los costos tiene una función en el tiempo y no tiene en cuenta la capacidad instalada. Tasa de aprendizaje se asume entre el 70 al 90%.	Se aplica en los costos de inversión y en los costos de operación. La reducción de los costos tiene una función que depende del aumento de la capacidad instalada en el tiempo. Tasa de aprendizaje es fija para los costos de inversión (1.4%) (Jamash y Köhler, 2007) y se utilizan tasa de aprendizaje variables para los costos de operación que permiten hacer análisis por escenarios.

En la Tabla 4-4 se observa que los modelos se desarrollan en diferentes escenarios y tienen en cuenta aspectos técnicos y económicos distintos, por lo tanto, el modelo de difusión propuesto en esta tesis doctoral contribuye al conocimiento de la difusión de la GD proveniente de PCH en países con potencial hídrico y esquemas desregulados en el sector energético.

El modelo de difusión propuesto, como ya se ha expresado, es inspirado en el modelo evolucionado de Bass (Bass, 1994), el cual tiene en cuenta las curvas de aprendizaje, además, se han agregado elementos propios de la tecnología como tasas de eficiencia y saturación en el crecimiento de la instalación de la GD. Dicha saturación está relacionada con la calidad de la potencia eléctrica y los límites operativos exigidos en la regulación colombiana (ver sección 4.2).

El modelo de difusión propuesto es un modelo de simulación en DS y cómo se expresó en el Capítulo 3, los modelos realizados bajo DS parten de una hipótesis de solución que es plasmada en un diagrama causa-efecto o diagrama causal. A continuación se explican las variables que componen el diagrama y la naturaleza de las relaciones que se tuvieron en cuenta al estructurar el diagrama causal.

4.3.2 Diagrama causal del modelo de difusión propuesto para incentivar la GD a través de los servicios de control de tensión y reactivos

El diagrama causal propuesto se muestra en la Figura 4-10, el cual está formado por tres ciclos positivos y un ciclo negativo, los ciclos positivos definidos por el signo “+” están asociados al crecimiento en la rentabilidad que se da gracias a la reducción de los costos CAPEX y OPEX, teniendo como base las curvas de aprendizaje. Además, la rentabilidad crece gracias a las políticas de incentivos ambientales y técnicos propuestos. Los incentivos ambientales están relacionados con la remuneración a través de bonos de carbono (Chichilnisky, 1993) y los incentivos técnicos están asociados a la remuneración adicional por la provisión del servicio complementario de control de tensión y reactivos.

El ciclo negativo o de balance es resultado del fenómeno encontrado en el caso de estudio asociado a la saturación que presenta el sistema de distribución con la instalación desmedida de la GD (ver Figura 4-6).

La GD es la variable clave que se desea aumentar y su crecimiento dependerá de las relaciones entre las variables endógenas que componen la hipótesis dinámica para la difusión en Colombia de la generación a pequeña escala.

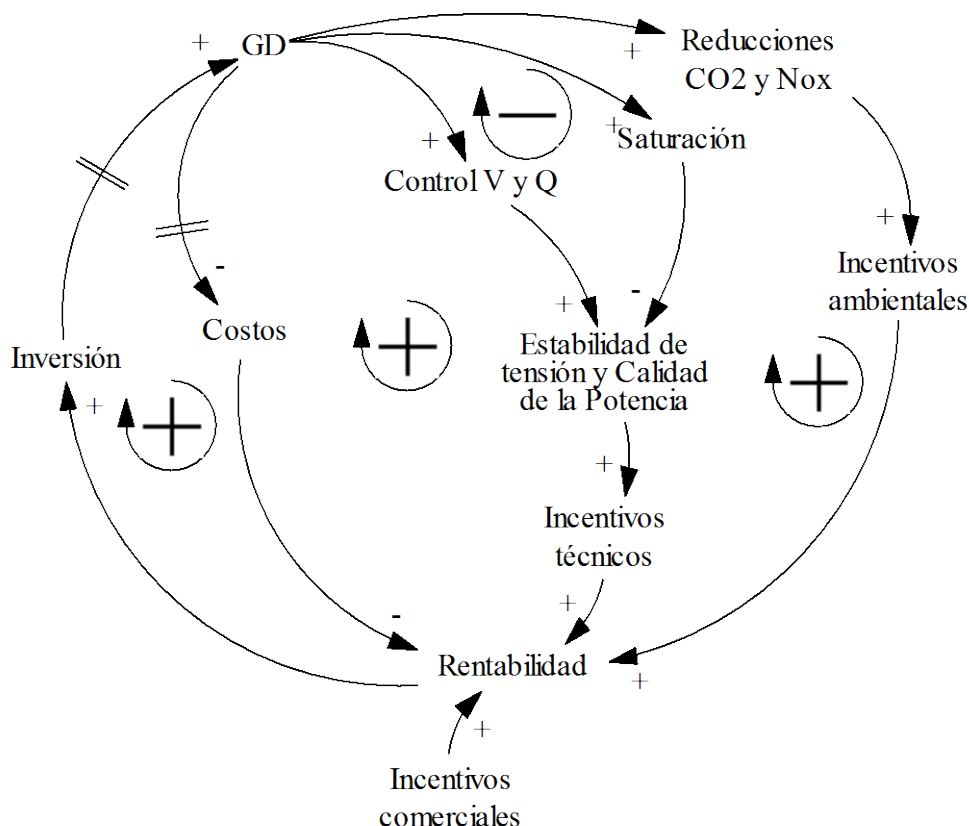


Figura 4-10: Diagrama causal para incentivar el uso de la GD en Colombia (Fuente: Elaboración propia).

La Figura 4-10 también muestra dos retardos, los cuales se representan en el diagrama causal por dos líneas paralelas “=” sobre la flecha que llega a la variable. El primer retardo representa el tiempo de construcción de las plantas distribuidas, el cual aparece entre las variables de inversión y GD. El otro retardo representa la reducción de los costos incurridos por la instalación de PCH a través del tiempo. La reducción de costos y el retardo en dicha reducción se basan en la teoría de las curvas de aprendizaje (ver ecuación 4.6) y es aplicada en los costos de inversión y en los costos de operación de las PCH instaladas en Colombia, partiendo de la base de que iniciarían un proceso de modernización.

La modernización es necesaria debido a que las PCHs actuales fueron instaladas en Colombia desde 1940. Sin embargo, las exigencias actuales relacionadas con la calidad, seguridad y confiabilidad en los SEP (Ramírez y Cano, 2006), hacen necesario que las PCHs inviertan en equipos electrónicos los cuales son más exactos y confiables.

El proceso de modernización con respecto a los costos en el modelo al principio será más elevado mientras que se aprende del proceso de modernización. Este proceso de aprendizaje es utilizado en estudios de costos de energías alternativas como la solar y la eólica (IEA, 2000).

El diagrama de realimentación de la Figura 4-10 se utilizó como base para la formulación de un modelo de simulación que fue implementado en un software especializado de DS: A continuación se explica en que consiste la formulación del modelo de simulación.

4.3.3 Formulación del modelo formal

El diagrama causal mostrado en la Figura 4-10 debe ser implementado en un software especializado con el fin hacer un análisis detallado de la hipótesis de solución propuesta (Stermann, 2000). El modelo implementado en el software especializado es llamado modelo formal y está compuesto por variables de niveles, que acumulan información del sistema y que presentan cambios gracias a la relación que poseen con variables de flujos y parámetros (ver sección 3.3).

Las variables de nivel del modelo son la GD potencial y la GD instalada (GDI), dichas variables representan los posibles adoptantes y los adoptantes finales del modelo clásico de Bass, respectivamente. Según el modelo de Bass, la relación existente entre las dos variables de estado es a través de una variable de flujo llamada tasa de adopción. En el modelo de difusión propio, dicha tasa de adopción está representada por la variable de flujo llamada tasa de inversión. Las dos ecuaciones diferenciales asociadas a las dos variables de nivel son:

$$\frac{\partial GDPotencial}{\partial t} = -Tasa de inversión \quad (4.7)$$

$$\frac{\partial GDI}{\partial t} = Tasa de inversión \quad (4.8)$$

La tasa de inversión en los procesos técnicos depende directamente de la rentabilidad en unión con la eficiencia del proceso (Stoft, 2002), como se expresa en la ecuación 4.9.

$$Tasa\ de\ inversión = Eficiencia\ GD * Rentabilidad\ (4.9)$$

La eficiencia de la GD depende de diversos factores tales como tipo de energía primaria utilizada (Braun, 2008), años de utilización (Rotwell y Gómez, 2003) y factores de fallos de los componentes eléctricos (Zapata, 2010). Matemáticamente, estos factores fueron agrupados en un parámetro llamada *Tasa_eficiencia*, dicho parámetro depende de la GD utilizada en cada caso de estudio. La ecuación 4.10 muestra la fórmula general de la eficiencia de la GD en el modelo de difusión propuesto.

$$Eficiencia\ GD = Tasa_eficiencia\ GD * GDPotencial\ (4.10)$$

La tasa de inversión depende también de la rentabilidad, la cual es definida en los métodos para evaluar proyectos como la relación entre ingresos y la suma entre los costos incurridos en la inversión (Capital Expenditure_CAPEX) y los costos de operación, administración y mantenimiento (Operational_Expenditure_OPEX) (Mochón, 2004). En la ecuación 4.11 se muestra la fórmula general de la rentabilidad.

$$Rentabilidad = \frac{Ingresos}{CAPEX + OPEX}\ (4.11)$$

Los CAPEX son los costos de inversión de instalación de las plantas, teniendo en cuenta la tasa definida por la CREG mediante la aplicación de la metodología de cálculo denominada Costo Promedio de Capital (WACC). El WACC permite remunerar la inversión de los accionistas en la misma forma en que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable. Las siguientes ecuaciones muestran el procedimiento utilizado para hallar los costos CAPEX.

$$CAPEX = \frac{Costos\ Capital}{(1 + Tasa_WACC)}\ (4.12)$$

$$Costos\ Capital = Costos\ aprendizaje * GDPotencial\ (4.13)$$

La variable *Costo aprendizaje* fue hallada utilizando el criterio de las curvas de aprendizaje (ver ecuación 4.5). El modelo de difusión asume que los CAPEX de la GD

deben experimentar una reducción de los costos a medida que se incrementa la capacidad instalada de GD. A continuación se muestra la fórmula propuesta para hallar los costos de aprendizaje.

$$\text{Costos aprendizaje} = \text{Costo Capital actual} * GDI^{\varepsilon_{CAPEX}} \quad (4.12)$$

La elasticidad de la curva de aprendizaje de los costos CAPEX (ε_{CAPEX}) se puede hallar teniendo en cuenta la tasa de aprendizaje encontrada para cada generación alternativa utilizada (Jamasb y Kohler, 2007) como se muestra en la ecuación 4.6. El mismo criterio explicado en la sección 4.3.1 fue adaptado para hallar los parámetros de la curva de aprendizaje del modelo de difusión propuesto, como se muestra en las siguientes ecuaciones.

$$Tasa_{Aprendizaje} = 1 - 2^{\varepsilon_{CAPEX}} \quad (4.13)$$

$$\varepsilon_{CAPEX} = \frac{\ln(1 - Tasa_{Aprendizaje} \text{ CAPEX})}{\ln 2} \quad (4.14)$$

Con respecto a los costos OPEX se realiza un procedimiento similar al utilizado en los costos CAPEX, teniendo en cuenta que los OPEX dependen de la cantidad de GD utilizada y de los costos que incurren por administrar, operar y mantener en aceptables condiciones dicha capacidad instalada de GD. Las siguientes ecuaciones muestran dicho proceso:

$$OPEX = Cap_{efectiva} * Costos_{operación} \quad (4.15)$$

$$Costos_{operación} = \text{Costo Operación actual} * GDI^{\varepsilon_{OPEX}} \quad (4.16)$$

$$\varepsilon_{OPEX} = \frac{\ln(1 - Tasa_{Aprendizaje} \text{ OPEX})}{\ln 2} \quad (4.17)$$

La $Cap_{efectiva}$ es el producto de la GDI y la $Tasa_{eficiencia}$ GD, dicha tasa, como se explicó al principio de esta sección, depende de la disponibilidad de los equipos y de la energía primaria que le permita operar continuamente (ver ecuación 4.10).

En el modelo de difusión propuesto los “OPEX” igual que los “CAPEX” tienden a disminuir el tiempo, siempre y cuando se implementen políticas de modernización de las PCH existentes. El propósito de esta política es automatizar las subestaciones, lo que significa una disminución en el mantenimiento que se debe realizar a las plantas, y el número de operarios que trabajan en la planta.

Las políticas de modernización tienden a que las horas de indisponibilidad que presentan las plantas sean mínimas y se pueda aumentar los ingresos que generan las PCH. Actualmente, los costos OPEX aumentan anualmente 30% debido a que se continúa utilizando tecnologías obsoletas.

Actualmente, en Colombia los ingresos de las PCH dependen de la venta directa de la potencia generada, dado que las plantas de generación con capacidad menor a 10 MW pueden vender su energía a través de contratos bilaterales sin necesidad de participar del mercado a corto plazo (CREG 025, 1995). Además, entre 10 MW y 20 MW el agente generador puede escoger si quiere o no participar en el mercado spot. La siguiente ecuación muestra la fórmula general de los ingresos por comercialización.

$$Comerc_{Hidro} = Cap_{efectiva} * Precio\ esperado\ futuro\ hidro \quad (4.18)$$

La variable *Precio esperado futuro hidro* está relacionada con el valor del dinero en el tiempo, es decir, a medida de que transcurren los años, los ingresos cambian teniendo en cuenta una tasa de aumento según criterios macroeconómicos como la inflación y la devaluación de la moneda local (Mochón, 2004). A continuación se muestra la fórmula general de la variable *Precio esperado futuro hidro*.

$$Precio\ esperado\ futuro\ hidro = Precio\ actual * (1 + i)^n \quad (4.19)$$

Donde, i es la tasa de inflación y n es el número de años que contempla el modelo. La venta de la generación proveniente de PCH no ha cambiado en Colombia desde que se reglamentó en el código de operación del SIN en 1995.

En este modelo de difusión se propone aumentar los ingresos de las PCH a través de ganancias provenientes de incentivos ambientales, las cuales son justificados debido a que la GD y en especial las PCH son un tipo de energía con bajas emisiones de gases de efecto invernadero (IEA, 2010). En el modelo de difusión propuesto los incentivos ambientales simplemente fueron abordados como el producto de la $Cap_{efectiva}$ y el precio de los bonos de carbono en USD/tonCO₂. El precio de los bonos de carbono es un mecanismo utilizado en países Europeos como Alemania, España y Dinamarca para incentivar la generación de electricidad proveniente de energías renovables (Lund, 2006). Los precios de los bonos de carbono pueden variar entre 5 y 25 USD/ton CO₂ según el mercado y el tipo de tecnología renovable utilizada (DeCanio y Fremstad, 2011). Las siguientes ecuaciones muestran las fórmulas relacionadas con las ganancias por concepto de incentivos ambientales propuestas.

$$Reducción_{emisiones_{CO_2}} = Factor_{emisiones_{hidro}} * Cap_{efectiva} \quad (4.20)$$

$$Ganancia_{incentivos\ ambientales} = Reducción_{emisiones_{CO_2}} * precio\ bonos\ de\ carbono \quad (4.21)$$

Además de los incentivos ambientales también el modelo de difusión propio propone la aplicación de incentivos técnicos en zonas donde la instalación y operación de GD ayuda a mejorar la calidad, estabilidad y confiabilidad del suministro de electricidad.

En el modelo de difusión se proponen dos incentivos técnicos: incentivo por mejorar la tensión e incentivo por entrega y absorción de potencia reactiva (ver sección 4.1). La instalación de GD aporta beneficios para el control de tensión siempre y cuando esta generación sea instalada en barras con bajo nivel de tensión (ver sección 4.2). La ecuación (4.22) muestra la relación que se tiene en cuenta para la remuneración de los incentivos técnicos por concepto de mejoramiento en la tensión eléctrica.

$$Incentivo\ V = \begin{cases} 0 & \text{si } 90\% \geq regulación\ tensión \geq 110\% \\ GDI * bonos\ técnicos & \text{si } 90\% \leq regulación\ tensión \leq 110\% \end{cases} \quad (4.22)$$

La ecuación 4.22 muestra que los incentivos V dependen de la regulación colombiana, la cual exige que la tensión se mantenga entre el 90% hasta el 110% de su valor nominal (CREG 025, 1995). En caso de que la GD instalada supere la tensión permitida por el

regulador, no aplicaría la entrega de este tipo de incentivos. El incentivo asociado a la compensación de reactivos depende de la cantidad de reactivos que necesita el sistema de distribución, este dato debe ser suministrado por el operador de red dado que es diferente en cada red de distribución (CREG, 2005).

Adicionalmente, es necesario conocer la cantidad de potencia reactiva (Q) efectiva que puede ser entregada por cada planta distribuida. El factor Q es la potencia efectiva que puede ser entregada luego de restar los consumos de potencia reactiva internos por parte de los servicios auxiliares de las plantas de generación, de los transformadores elevadores y de la porción de red que hace parte de la subestación elevadora.

Generalmente, la potencia absorbida por estos elementos es del 15% de la potencia aparente nominal del sistema en total, la expresión completa se muestra en la ecuación(4.23).

$$factorQ = (GDI * \tan\varphi) - \left(0.15 \frac{GDI}{\cos\varphi}\right) \quad (4.23)$$

La Q referencia y el factor Q determinan el rango en el que se les paga a las PCH el incentivo por compensar la potencia reactiva de la red. La ecuación (4.24) muestra como es la compensación económica para las plantas que compensen reactivos en la red.

$$Rem. Q = \begin{cases} 0 & \text{si } factorQ > Q_{ref} \\ (factorQ * bonosQ) + \text{precio depreciación} & \text{si } factorQ \leq Q_{ref} \end{cases} \quad (4.24)$$

El *precio depreciación* se debe a que cuando las plantas de generación prestan el servicio de control de reactivos someten a la máquina rotativa a un esfuerzo adicional principalmente, en los devanados del rotor y el estator que pueden disminuir el tiempo de vida útil de las plantas generadoras (Rebours, 2008). El precio de depreciación igual que el precio de comercialización utilizan conceptos de valor futuro del dinero (Mochón 2004), como se muestra en la ecuación 4.25.

$$\text{Precio esperado futuro depreciación} = \text{Precio actual} * (1 + i)^n \quad (4.25)$$

Donde, i es la tasa de inflación, tomada de los factores macroeconómicos del distribuidor de energía eléctrica (CHEC, 2012) y n es el número de años que se contempla en las simulaciones. La venta de la generación proveniente de PCH no ha cambiado en Colombia desde que se reglamentó en el código de operación del SIN en 1995.

4.3.4 Validación del modelo

Para la validación del modelo se utilizó una metodología estándar (Barlas, 1996), donde se hace tanto una validación integral de la estructura del modelo, como una validación del comportamiento generado. El modelo se basa en las características técnicas del sistema de potencia de Colombia y se sometió con éxito a pruebas de consistencia dimensional, verificación de causalidad, y valores extremos, entre otros. Sin embargo, las limitaciones surgen porque en Colombia no se remunera por reducción de emisiones de CO₂ a ningún tipo de tecnología alternativa, incluidas las PCH. Además, el servicio de control de tensión y reactivos en Colombia no es reconocido actualmente como un servicio complementario. Por ello, se utilizaron datos de bonos de carbono o certificados de reducciones de emisiones (CRE) de países europeos como Alemania y España. También, se utilizaron estructuras del mercado secundario de los países donde se remunera el servicio complementario de control de tensión y reactivos (ver Tabla 2-3).

4.3.5 Simulación del modelo

El objetivo de este modelo de difusión propuesto es analizar el crecimiento de la GD proveniente de PCH en Colombia, al aplicar incentivos ambientales e incentivos técnicos. Los incentivos técnicos son el aporte que el modelo de difusión propone para que el esquema de remuneración sea económicamente sostenible. Los esquemas de remuneración sostenibles permiten disminuir los subsidios estatales que han sido replanteados en los últimos años en los países en vía de desarrollo, como Colombia, debido a que dichos subsidios pueden agravar problemas de recesión económica (Rickerson et al; 2013).

Las simulaciones están calibradas para la subred de distribución descrita en la sección 4.2, es decir, a la red de dicha sección se le hicieron pruebas de estabilidad y de

regulación de tensión con el fin de que se le pueda aplicar el esquema remunerativo propuesto, el cual básicamente propone ingresos por concepto de incentivos técnicos. El análisis del modelo de difusión permite principalmente observar el crecimiento de la GD potencial en diferentes escenarios posibles.

Los escenarios propuestos parten de un escenario base donde no hay incentivos, por lo que los ingresos provienen exclusivamente de la venta de la energía eléctrica generada. Luego, se propone un escenario donde se contempla solo incentivos ambientales y se analiza para este escenario, el valor mínimo, máximo y promedio de los precios de los bonos de carbono que se comercializan a nivel internacional. El segundo escenario propuesto está relacionado con aplicar incentivos técnicos teniendo en cuenta no sobrepasar el punto de saturación de la red y de esta manera evitar una sobreoferta en la GD y daños a la calidad de la potencia eléctrica, dicho concepto es explicado con detalle en la sección 4.2.1 y en la Figura 4-6. Finalmente, en el escenario 3, se propone aplicar los incentivos ambientales y técnicos simultáneamente y comparar el crecimiento de la GDI y la rentabilidad teniendo en cuenta los incentivos ambientales y técnicos mínimos y máximos de los escenarios anteriores.

La Tabla 4-5 muestra los valores y parámetros que son modificados en cada escenario propuesto. Los precios que se muestran en los incentivos ambientales y en los incentivos técnicos provienen de experiencias internacionales, dado que en Colombia no existen estos tipos de remuneración a las PCH.

Tabla 4-5: Escenarios propuestos y parámetros propios de cada experimento aplicados al modelo de difusión propuesto (Fuente: Elaboración propia).

Parámetros del modelo	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
<i>Tasa de eficiencias PCH</i>	0.3/0.8	0.8	0.8	0.8
<i>Tasa de aprendizaje OPEX</i>	0.2	0.2	0.2	0.2
<i>Precio bonos de carbono [USD/kW]</i>	-	5/15/25	-	5/25
<i>Precio remuneración por servicio de control de tensión y gestión de reactivos [USD/MVAr] anuales</i>	-	-	20000/40000	20000/40000

• Escenario base

El escenario base es el punto de referencia que representa la actual regulación colombiana relacionada con la remuneración de la generación de energía eléctrica proveniente de PCH. La regulación actual no contempla ningún tipo de incentivo directo diferente a la no exigencia de participación en el mercado mayorista a las PCH. Por tal razón, los ingresos por venta de energía eléctrica se dan a través de contratos bilaterales anualizados (CREG 086, 1996).

En el escenario base se analiza el comportamiento del crecimiento en la GD (GDI) teniendo en cuenta la eficiencia actual de las PCH instaladas en la zona de estudio (ver sección 4.2). La eficiencia de las PCH es actualmente del 30% (CHEC, 2012) debido a que dichas plantas de generación fueron instaladas hace aproximadamente 60 años y han mantenido básicamente los mismos equipos electromecánicos. Dicha longevidad en los equipos hace que los tiempos de reparación e indisponibilidad para generar sean elevados, lo que impide la generación continua de electricidad y de esta manera la eficiencia disminuye drásticamente.

La eficiencia de una PCH moderna está alrededor del 80% debido a que los nuevos avances en equipos electromecánicos han logrado optimizar la utilización de la energía potencial del agua para que haya menor afectación por condiciones externas como sequías que ocasionen reducción en la hidrología local. Los resultados de las

simulaciones comparando la eficiencia actual de las PCH del caso de estudio y la eficiencia de una PCH moderna se muestran en la Figura 4-11.

La Figura 4-11a muestra la respuesta de la GDI teniendo en cuenta las dos eficiencias y se observa que cuando la eficiencia es del 30% el crecimiento de la GDI es lento y alcanza tan solo un 30% del potencial de generación, mientras que cuando la eficiencia es del 80%, la GDI crece lentamente pero alcanza a llegar al valor deseado (GDP). El crecimiento lento se atribuye a la baja rentabilidad que se observa en la Figura 4-11b para los dos tipos de eficiencias. La rentabilidad en esta investigación es medida a través de la relación Beneficio/Costo, el cual debe ser superior a la unidad para que un proyecto sea económicamente viable (Mochón, 2004).

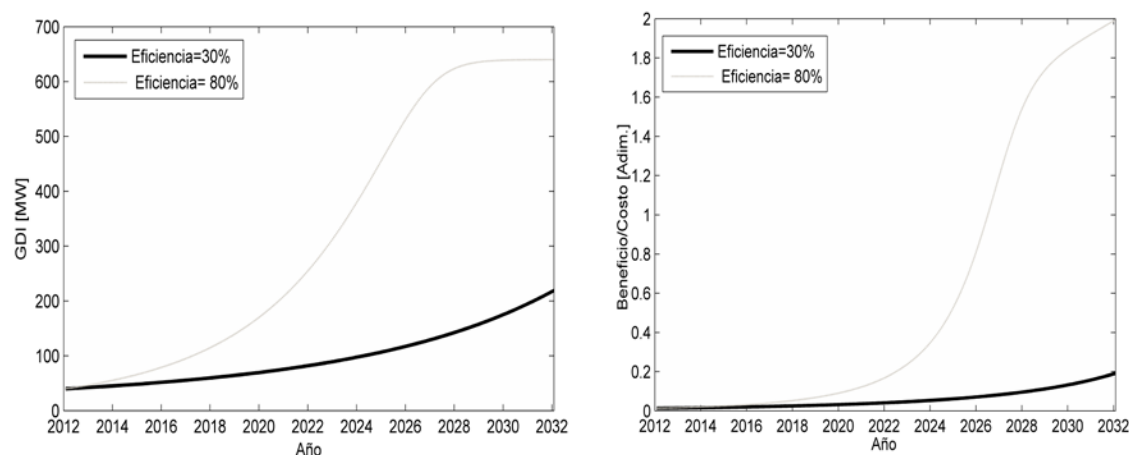


Figura 4-11: Simulación del escenario base teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI (4-11a) y la rentabilidad de las PCH (4-11b)(Fuente: Elaboración propia).

La Figura 4-11b muestra que para una eficiencia del 80%, la cual se obtiene a través de la modernización de las PCH actuales, la rentabilidad crece lentamente hasta estar cercana a la unidad. Por lo que se propone hacer más atractivo la inversión en PCH a través de buscar mecanismos para incentivar el crecimiento de este tipo de generación de energía eléctrica con bajo impacto ambiental y cero emisiones de gases de efecto invernadero, los cuales provienen de la quema de combustibles fósiles. Es así como se propone el siguiente escenario relacionado con incentivos ambientales para las PCH en Colombia.

• Escenario 1: Incentivos ambientales

El escenario 1 se desea observar el comportamiento del modelo de simulación frente a la implementación de incentivos ambientales por utilización de energía renovable con cero emisiones de gases de efecto invernadero. Los incentivos ambientales propuestos son explicados en las ecuaciones 4.20 y 4.21 y para las simulaciones se utilizaron los precios mínimos, promedios y máximos que actualmente se paga en los países con este tipo de incentivos (Lund, 2010). Los precios oscilan entre 5,15 y 25 USD/tCO₂ como se observa en la Figura 4-12.

La Figura 4-12a muestra un crecimiento más rápido de la GDI con relación al comportamiento de la misma variable en el escenario base y la rentabilidad crece a partir de los 10 años superando la tasa de rentabilidad mínima y convirtiéndose en un negocio atractivo para la inversión (Figura 4-12b). La forma en que crece la rentabilidad se debe principalmente a que el escenario 1 asume que las PCH han sido modernizadas por lo que la eficiencia de las PCH es del 80%. Este valor de eficiencia es utilizado en este escenario dado que en los resultados del escenario anterior, se demuestra que la obsolescencia de los equipos de las PCH no permite que este tipo de proyectos sean viables.

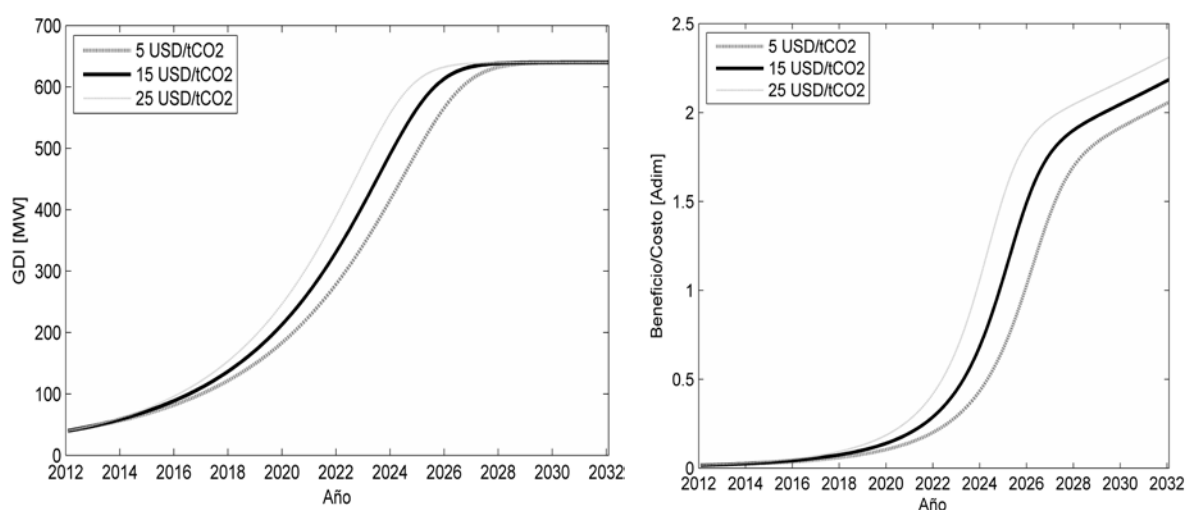


Figura 4-12: Simulaciones del escenario 1 teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI (4-12a) y la rentabilidad (4-12b)(Fuente: Elaboración propia).

Otro parámetro que incide en el crecimiento de la rentabilidad (Figura 4-12b) es que se asume que los costos OPEX tienen una tasa de aprendizaje de 20%, esto quiere decir que los costos OPEX van disminuyendo en el tiempo debido al aprendizaje que los agentes generadores van logrando con la implementación de nueva tecnología. Las PCH modernas son automatizadas en su gran mayoría dado que esto logra disminuir los costos por conceptos de honorarios a operarios y optimiza los procesos de mantenimiento preventivo. La automatización es un proceso que se puede dar por etapas y al principio puede ser costoso debido a que es una tecnología novedosa para Colombia. Sin embargo estudios de procesos de aprendizaje en tecnologías maduras por reemplazo de tecnologías muestran una tasa de aprendizaje de aproximadamente el 20% (Jamash y Koler, 2007)

• Escenario 2: Incentivos técnicos

En este escenario, se simula la respuesta del modelo ante la propuesta de remunerar las PCH por concepto de mejoramiento de la regulación de tensión y gestión de reactivos. En la sección 4.2 se explica con detalle como la GD puede proveer el servicio complementario de control de tensión y reactivos. En resumen, en el caso de estudio se comprobó que en ciertas zonas donde la tensión está por debajo de la tensión nominal requerida por el operador nacional o se tiene altos niveles de potencia reactiva en la red. La instalación de GD permite mejorar la regulación de tensión y el caso particular de la GD proveniente de PCH, permite adicionalmente absorber o generar reactiva a través de la manipulación de la curva de capacidad (Ver Figura 2-5) del generador síncrono de la PCH utilizando el generador eléctrico previo un estudio técnico.

La Figura 4-13 muestra la respuesta del modelo en la variable GDI cuando se implementan los incentivos técnicos con una tasa de aprendizaje de OPEX de 20% y se varía el valor a remunerar por incentivos técnicos, teniendo como base los datos encontrados en las experiencias internacionales (ver Tabla 2-5). Cuando se utilizan incentivos con valor mínimo (Figura 4-13a) la respuesta de la GDI es similar a cuando se utiliza el valor máximo por concepto de incentivos técnicos (Figura 4-13b). Según los resultados de las simulaciones, se podría tener el valor de la GDI deseada en los primeros 10 años de aplicación de incentivos técnicos, lo que permitiría aumentar la

participación de las plantas menores y aplazar proyectos de generación hidroeléctrica a gran escala.

En las zonas donde se realice entrega o absorción de reactivos, se reducirían las pérdidas eléctricas y se liberaría capacidad de los conductores eléctricos por lo que se podría aplazar inversiones por concepto de ampliación de la capacidad de potencia en las redes de transmisión y distribución.

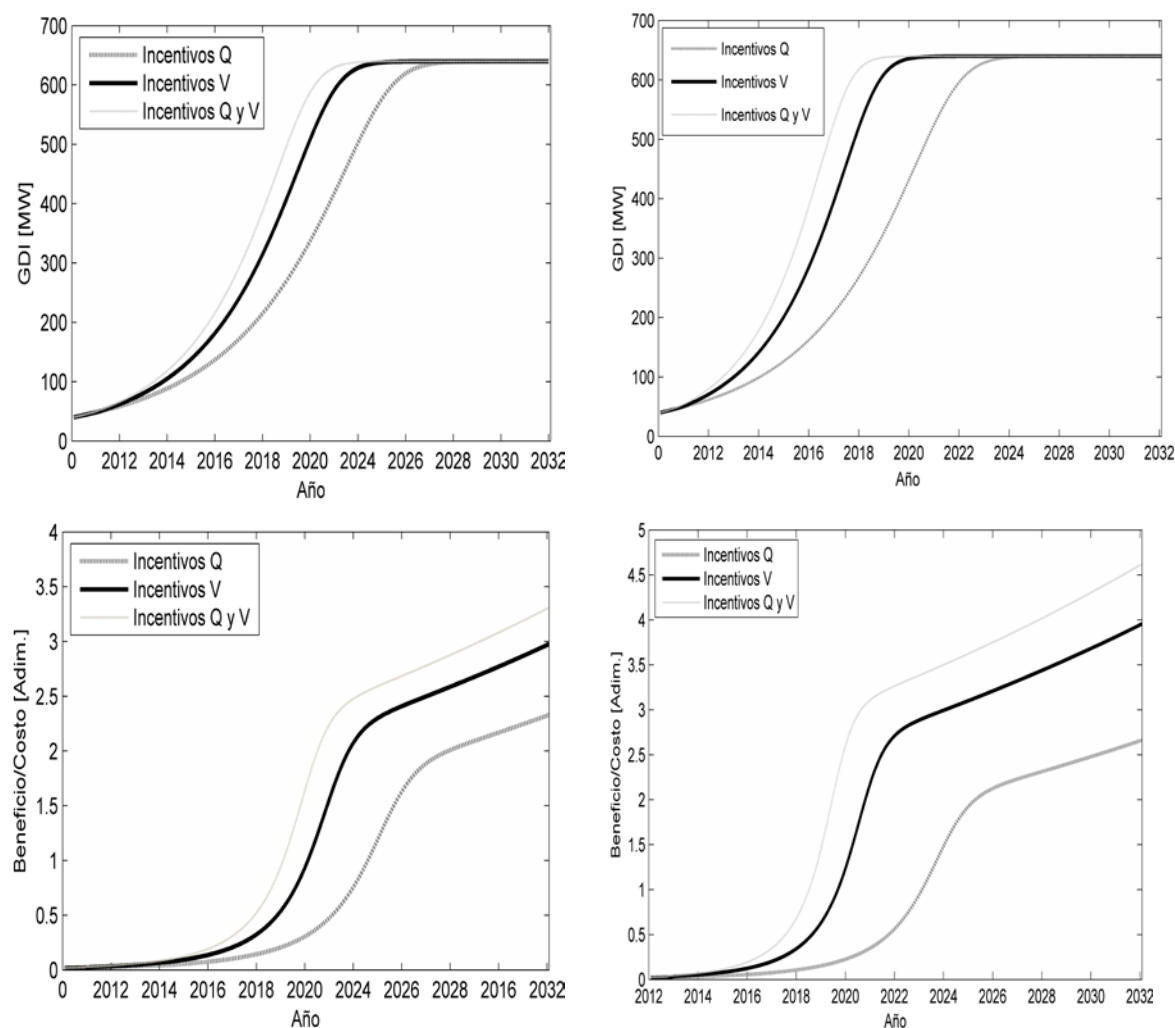


Figura 4-13: Simulaciones del escenario 2 teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI cuando se utiliza la remuneración mínima (4-13), la remuneración máxima (4-13b) y el comportamiento de la rentabilidad utilizando los dos valores extremos de incentivos respectivamente (Fuente: Elaboración propia).

La Figura 4-13 también muestra la respuesta de la rentabilidad de las PCH frente a la implementación de los incentivos técnicos. En este escenario se puede observar que la

rentabilidad tiene un crecimiento lento en los primeros 10 años, pero a medida que aumenta la penetración de la tecnología, aumenta también la rentabilidad, tomando valores superiores a la unidad. Cerca del décimo año, la rentabilidad alcanza valores superiores a dos; en este punto la velocidad de crecimiento disminuye debido a que se ha alcanzado todo el potencial de generación. La diferencia entre los precios extremos de las experiencias internacionales es menor al 30%. La poca diferencia entre estos valores hace que la diferencia en la rentabilidad del modelo para los dos precios de remuneración propuestos sea poco significativa (Figura 4-13c y 4-13 d) y la respuesta final para los dos casos es una rentabilidad positiva, superior a la unidad que demuestra que tener en cuenta remuneraciones por servicios de soporte técnico permitiría acelerar crecimiento de la GD en el SEP.

Es importante resaltar que en el escenario 2, también se consideró tasa de eficiencia 0.8 y tasa de aprendizaje de los costos OPEX igual al 20 % (ver Tabla 4-5). De lo contrario, los costos OPEX seguirían creciendo y ocasionarían que ningún tipo de incentivos lograra la difusión de la GD proveniente de PCH.

• **Escenario 3: Incentivos combinados**

En este escenario se compara la respuesta de tener los dos incentivos anteriores simultáneamente con los resultados obtenidos en los escenarios anteriores, utilizando los valores mínimos y máximos en los incentivos ambientales y técnicos.

La Figura 4-14 muestra la respuesta del sistema cuando se implementan por separado los incentivos ambientales y técnicos a un valor mínimo, de igual manera se combinan los dos incentivos (ambientales y técnicos) usando el valor mínimo pagado por concepto de bonos de carbono (5 USD/tCO₂) e incentivos mínimos técnicos encontrado en las experiencias internacionales (20000 USD/MW). Luego, se hace el mismo ejercicio anterior de combinar los incentivos ambientales, técnicos y compararlos. Sin embargo, la siguiente comparación se realiza utilizando el valor máximo pagado por conceptos de bonos de carbono (25 USD/tCO₂) e incentivos máximos técnicos encontrados en las experiencias internacionales (40000 USD/MW).

En la Figura 4-14a se observa que los incentivos a un valor mínimo producen un crecimiento en GDI, los primeros 6 años así: los incentivos ambientales solos 30 %; los incentivos técnicos solos 50% y combinándolos 64%. La comparación anterior muestra que los incentivos ambientales solos son insuficientes para hacer atractiva la inversión en GD. Los incentivos técnicos solos, permiten lograr un crecimiento mayor en la GDI, comparándola con los incentivos ambientales, sin embargo la respuesta mejor se obtiene al combinar los dos incentivos. Debido a que los incentivos técnicos tienen una restricción de uso ya explicada en la sección 4.1.2, se propone que se realice un estudio técnico en Colombia por áreas operativas que tenga como fin, determinar qué zonas en el SEP sufre de problemas de regulación de tensión e implementar políticas de incentivos combinadas para agilizar el crecimiento de GD.

La Figura 4-14b muestra que al utilizar los incentivos ambientales, técnicos y combinados máximos, se logra aumentar la rapidez del crecimiento de la GDI con respecto a utilizar los incentivos con el valor mínimo. Concretamente, al combinar los incentivos a un valor máximo se logra en los primeros 6 años que la GDI crezca al valor potencial deseado y en caso de utilizar los incentivos ambientales y técnicos por separado, el valor objetivo de la GDI se alcanza a los 12 años.

En la Figura 4-14b se observa que los incentivos técnicos son justificados por regulación de tensión y por gestión de reactivos (V-Q max.), debido a que los incentivos técnicos serían mayores. Sin embargo, la gestión de reactivos depende de estudios técnicos que demuestren la necesidad de absorción o entrega de reactivos de cada planta distribuida que se conecte en el SEP. En general, se propone que en las zonas donde es posible este tipo de servicios de soporte, se combinen los incentivos para lograr el valor objetivo rápidamente.

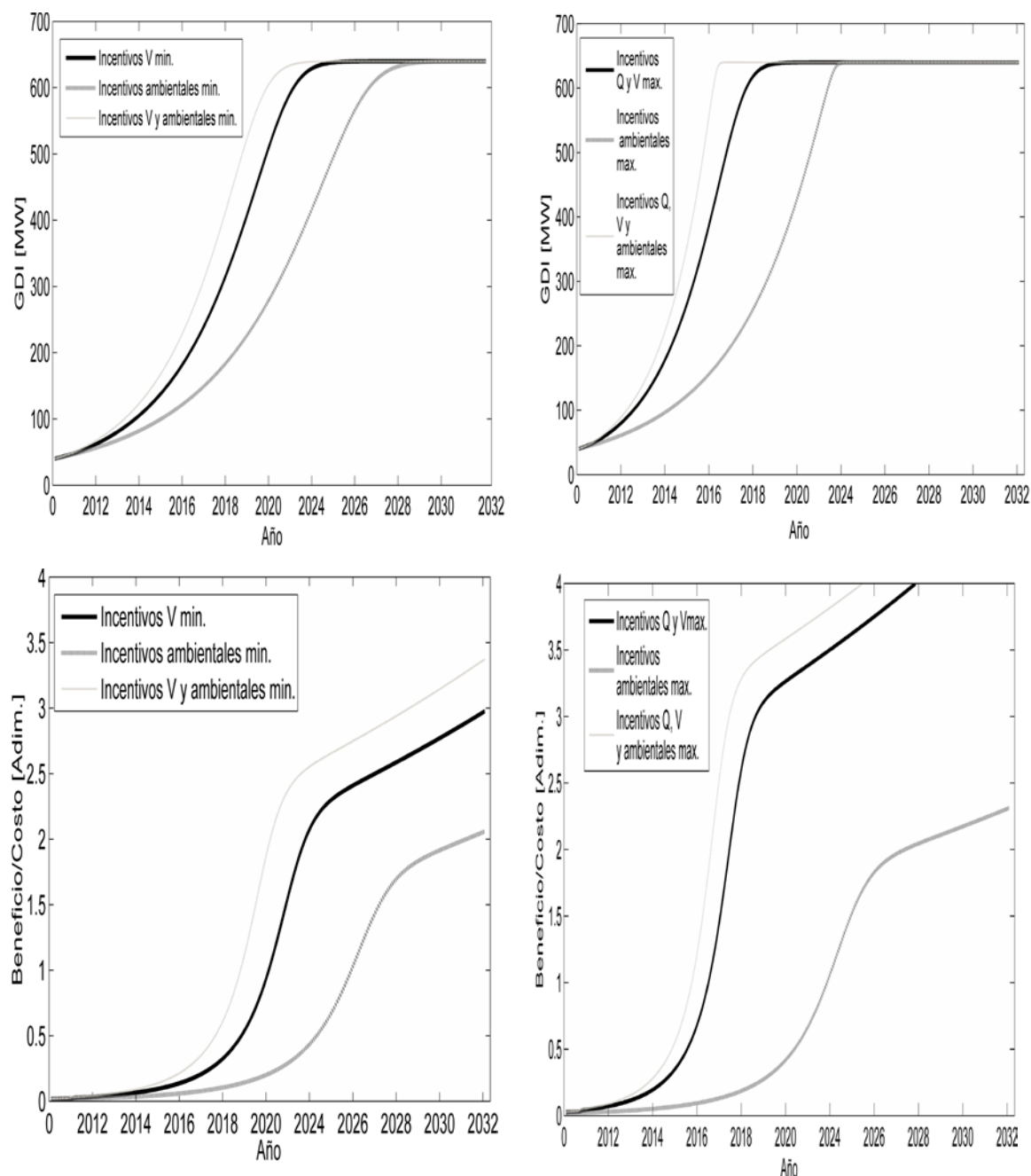


Figura 4-14: Simulaciones del escenario 3 teniendo en cuenta el comportamiento de la GDI cuando se utiliza la remuneración mínima (4-14a), la remuneración máxima (4-14b) y el comportamiento de la rentabilidad utilizando los dos valores extremos de incentivos respectivamente (Fuente: Elaboración propia).

Con respecto a la rentabilidad, la Figura 4.14c muestra la respuesta de la rentabilidad, en términos de un análisis beneficio/ costo. En el caso de los incentivos mínimos, se determina que la rentabilidad no es suficiente para los inversionistas ni siquiera al combinar los incentivos los primeros 6 años. En caso de que la política de

incentivos sea planteada por el regulador para aumentar la GD en el corto plazo, los incentivos a un valor mínimo no funcionarían. Luego de 12 años, la rentabilidad lograda con incentivos ambientales a un valor mínimo sigue siendo corta debido a que la rentabilidad es menor a la unidad. En el caso de los incentivos técnicos solos, la rentabilidad tiene comportamiento atractivo dado que es de dos y la mejor respuesta es el tercer incentivo con una rentabilidad aproximada de 3.

4.3.6 Síntesis

En este Capítulo se propone utilizar la GD como herramienta para prestar servicios de control de tensión y reactivos, con el fin de lograr una integración más activa de la GD en la red interconectada. Los resultados técnicos relacionados con el análisis de estabilidad de tensión usando la zona CQR, antes y después de conectar GD, muestran que el sistema de distribución simulado se vuelve más estable ante cambios súbitos en el comportamiento de la demanda ya que se aumenta la tensión y la compensación de reactivos.

La GD utilizada de forma activa le permitirá al SEP mejorar los requerimientos de reactivos y regulación de tensión principalmente en momentos en que ocurren contingencias, que son impredecibles pues el operador nacional y los operadores regionales contarían con más herramientas para asegurar una operación confiable y segura.

En este capítulo se propone un modelo de difusión para analizar el crecimiento de la GD frente a alternativas de remuneración por concepto de incentivos ambientales y técnicos. La respuesta del modelo es que los incentivos económicos son importantes para mejorar la rentabilidad. Sin embargo, el principal parámetro para asegurar el crecimiento de la GD proveniente de PCH, es aumentar la eficiencia de las PCH a través de la modernización que se logra al sustituir los equipos electromecánicos en las PCH existentes y automatizar tanto las antiguas como las nuevas PCH. De esta manera los costos OPEX disminuirían notablemente permitiendo un aumento en la rentabilidad a mediano y largo plazo de la inversión en generación de energía eléctrica proveniente de PCH.

La remuneración a los agentes generadores distribuidos por concepto de servicios de soporte técnico a la red, permitiría aumentar la GD en Colombia, lo cual permitiría aplazar inversiones en proyectos macros de energías convencionales que se caracterizan por tener grandes impactos ambientales y sociales.

CAPITULO 5

CONTROL DE FRECUENCIA Y LAS MICRORREDES

En este capítulo se estudia la factibilidad de operar una subred de distribución en forma aislada llamada actualmente microrredes (o islas eléctricas intencionales), que consisten en sistemas que mejoran la confiabilidad del suministro de electricidad en un SEP. La utilización de microrredes se ha venido incorporando en las nuevas normas internacionales dado que promueven que, en caso de una falla, el sistema de potencia debe estar preparado para operar en modo isla. Las islas eléctricas tienen la ventaja que en caso de una falla el usuario final no se enteraría pues su suministro de electricidad continuaría normalmente. El control de la generación es uno de los primeros pasos necesarios para la implementación de microrredes. Este capítulo propone mejorar el control primario de frecuencia provisto por las pequeñas centrales hidroeléctricas con el fin de aumentar la eficacia y rapidez en la respuesta de control actual. Las propuestas son simuladas en una plataforma realizada en MATLAB a través del modelo de la microrred operando aisladamente que permite comparar el control convencional con el control propuesto para este tipo de operación y así observar el comportamiento dinámico ante diferentes perturbaciones del sistema; de esta manera poder implementar virtualmente el controlador. Con la ayuda de la herramienta NEPLAN se realizan una serie de pruebas a través de la realización de un análisis de contingencias en una subred de distribución del SEP colombiano. La respuesta del modelo de simulación muestra que los controladores de frecuencia análogos permitirían mantener el balance entre la potencia generada y demandada siempre y cuando se pueda hacer gestión activa de la demanda. Por ejemplo, se implementen políticas de desconexión controlada de usuarios residenciales en caso de una falla generalizada dentro de la microrred.

5.Control de frecuencia y las microrredes

Las islas eléctricas intencionales, también denominadas Microrredes (μR), son definidas como una parte del SEP que satisface las siguientes condiciones: *i.* poseen Recursos Energéticos Distribuidos (REDs); *ii.* tienen la habilidad de operar paralelamente y aisladamente de la red de suministro; *iii.* incluyen porciones de sistemas eléctricos locales y pueden hacer parte de un área del SEP, y *iv.* son intencionalmente planeadas (IEEE Std 1547.4, 2011). El término REDs hace referencia a tecnologías de Generación Distribuida (GD), tecnologías de almacenamiento y cargas controlables (ver Tabla 2-2).

Los REDs que operan dentro de una μR son un objeto de estudio en la actualidad, dado que prometen numerosos beneficios en diferentes escenarios tales como técnicos, económicos, ambientales y sociales. Los beneficios técnicos y ambientales son diferentes, debido a que cada μR tiene un nivel de utilización de REDs diferente (Anastasiadis et al., 2010). Los beneficios económicos también son diferentes en cada μR debido a que la magnitud de las utilidades depende de factores del medio tales como el nivel de experiencia, penetración de la tecnología REDs utilizada (IEA, 2000) y regulación del sector energético del país donde se instala la μR (Schwaegerl et al., 2009).

Adicionalmente, aspectos remunerativos como reducción de los costos de la energía eléctrica por participar en el mercado spot (Venkataramanan y Marnay, 2008) y la provisión de servicios complementarios como control de frecuencia y control de tensión (Appen et al; 2011) dependen del grado de liberalización del SEP de cada país. La Tabla 5-1 muestra los beneficios potenciales en cada escenario y para cada escenario se presentan algunas referencias de proyectos de μR a nivel mundial, donde se ha podido comprobar a través de la experimentación dichos beneficios.

Tabla 5-1: Beneficios potenciales de la implementación de μR en los SEP (Fuente: Elaboración propia).

Escenarios	Beneficios	Nombre de μR implementadas a nivel mundial
Técnico	Aumento de la confiabilidad del SEP. Aumento de la seguridad de suministro a corto plazo. Aumento de la calidad de la potencia eléctrica	Aichi_ Japón (Kroposki et al; 2008)
Económico	Reducción en los costos de la energía eléctrica para algunos usuarios. Aumento de los activos a los agentes distribuidores. Disminución de la tarifa de energía eléctrica para algunos usuarios.	Sandia National Laboratories (SNL) research and the Distributed Energy Technology Lab (DETL)_ USA (Kroposki et al., 2008)
Ambiental	Reducción de emisiones de gas efecto invernadero y polución por aplazar proyectos con generación convencional.	BC Hydro (Canadá), HydroQuebec (Canadá), (BChydro, 2006)
Social	Disminución de desconexiones fortuita y tiempo de restablecimiento a los usuarios finales.	CSIRO Energy Technology Centre microgrid_ Australia (Sioshansi, 2011)

Experiencias en la implementación de las μR muestran que para aumentar la eficacia y disminuir los costos operativos de las mismas, es necesario que la demanda tenga una participación activa dentro de la μR . (Zoka et al; 2007). La participación activa de la demanda consiste en que existan usuarios que puedan ser desconectados en caso de una falla y otros que estén dispuestos a pagar un sobre costo por ser declarados usuarios “críticos”, es decir, usuarios a los cuales se les debe asegurar el suministro de electricidad (Morris et al; 2011).

La condición de flexibilidad en la demanda permite disminuir el tamaño de los generadores distribuidos y las exigencias de los controladores de frecuencia y tensión (Mohamad et al; 2011). En la Tabla 5-1, las μR tienen demanda flexible y por esta razón se tiene en cuenta en los beneficios técnicos, un aumento de confiabilidad y seguridad en el suministro para los usuarios que estén dispuestos a pagar por una operación continua y en los beneficios económicos se tiene en cuenta la reducción de costo en la energía eléctrica para aquellos usuarios que reciban incentivos económicos por permitir la desconexión.

Los beneficios mostrados en la Tabla 5-1 están motivando la implementación de las μR a nivel mundial. Un ejemplo de ello, es que en Estados Unidos y los países de la Unión

Europea, se espera un crecimiento de aproximadamente el 20 % en los próximos cinco años en μR (PikeResearch, 2012). Las principales aplicaciones donde se pueden desarrollar μR son: instalaciones militares, grandes complejos industriales, campus universitarios y en zonas apartadas donde la interconexión es costosa y de difícil acceso (PikeResearch, 2012).

La operación de una μR implementada dentro de un SEP interconectado, se asemeja en pequeña escala a la operación de un SEP tradicional con telecomunicaciones avanzadas (Sioshansi, 2011); por lo tanto, la mayoría de complicaciones operativas que se presentan en los SEP aparecen en las μR que pueden operar de modo aislado y de modo interconectado (Lasseter, 2007). Por consiguiente, la operación de una μR necesita contar con servicios de soporte técnico tales como el SAA, control de tensión y el control de frecuencia (Salehi et al; 2011).

El control de frecuencia se hace fundamental para la operación de la μR en momentos en que opere aisladamente del SEP, debido a que de modo aislado ya no cuenta con la gran inercia que se forma al interconectar un gran número de generadores (Wildi, 2007). La gran inercia permite que a cambios menores en aumento o desconexión de cargas eléctricas, el SEP mantenga la frecuencia y la tensión aproximadamente constantes. Cuando la μR opera aisladamente de la barra infinita (como es considerado el SEP), la estabilidad de la frecuencia de la μR depende de los controladores de frecuencia que dispongan las fuentes de generación (Mohamad et al; 2011). La generación a pequeña escala en Colombia no cuenta con equipos de control de frecuencia y tensión, por lo que en la actualidad es improbable operar en forma de μR .

En este capítulo se propone instalar un controlador electrónico en una PCH y para evaluar la efectividad del controlador se plantea que dicha PCH esté operando dentro de una μR aislada. Para simular la μR aislada se utilizan los datos de la subred del capítulo 4 y se proponen dos posibles configuraciones en modo de μR . Para cada configuración se analizan aspectos técnicos y económicos que permitan mostrar cual configuración sería la más conveniente en este caso de estudio. Los resultados muestran que el controlador de frecuencia y el de tensión son necesarios para mantenerrespectivamente, la

frecuencia y la tensión dentro de los límites operativos en caso de una desconexión fortuita del SEP interconectado.

En este capítulo se usa la simulación para entender el concepto de operación en forma de μR y enfocar el análisis en el control de frecuencia utilizando generación proveniente de PCH. La razón principal de enfocar el laboratorio de aprendizaje al control de la frecuencia con PCH, se debe a la necesidad actual del SEP colombiano de asegurar en ciertas redes de distribución, un suministro con altos índices de confiabilidad, seguridad y calidad. A continuación, se explica con detalle en que consiste la implementación de una μR que opere con generación hidroeléctrica a pequeña escala.

5.1 Generalidades de las μR considerando GD proveniente de PCH

La generación hidroeléctrica tiene una contribución de al menos el 16% del total de potencia generada en el mundo (IEA, 2007, 2010). En Colombia, la contribución hidráulica es del 78.4% de la generación instalada en el año 2010 (XM, 2011). Con respecto a las PCH, en Colombia en el 2010 se encontraban instalados 509.98 MVA de aprovechamientos hidroenergéticos menores a 20 MW que suministran energía al SIN y existe un potencial preliminar de 25.000 MVA en todo el país (UPME, 2012). Este valor potencial considera que Colombia tiene una precipitación media anual de 3.000 milímetros sobre el 25% del área total del territorio continental que equivale a 274.000 km² y existe una alta potencialidad de proyectos no contabilizados (UPME, 2012).

En la Figura 5-1 se observa el potencial hidráulico de las PCH actualmente en Colombia, luego se muestra la cantidad de este potencial que se encuentra instalado a diciembre de 2012 (540MVA). Por último, se determinó que porción de esta capacidad instalada en PCH está operando dentro de áreas operativas del SIN, lo que dio como resultado una proyección de 165 MW. Esta proyección se basa en la cercanía de las PCH a los centros de consumo y la facilidad para operar aisladamente en caso de falla del SIN.

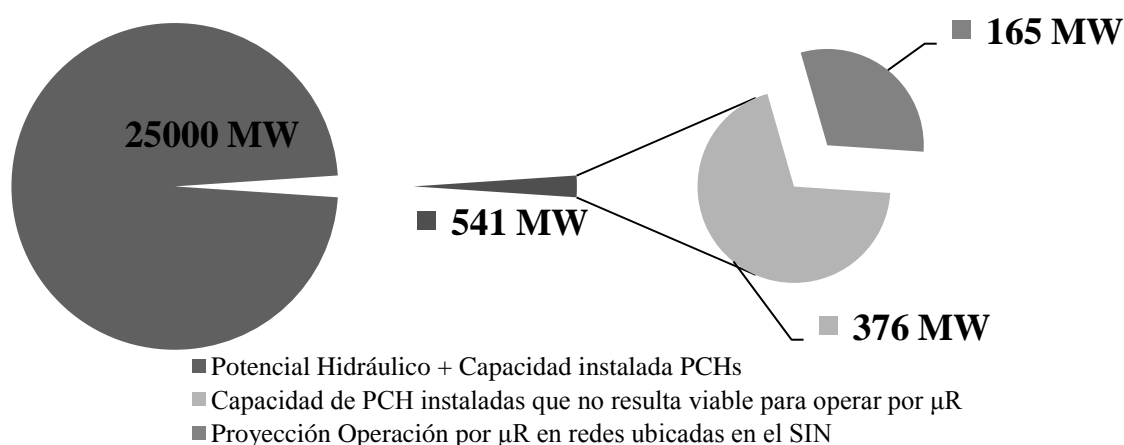


Figura 5-1: Potencial hidráulico de las PCH que pueden operar dentro de una μR (Datos: XM, 2011).

La Figura 5-1 muestra que aunque Colombia tiene un potencial grande para la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos a pequeña escala, solo ha instalado aproximadamente el 2 %. Además, el 70% de las PCH instaladas en Colombia operan en zonas no interconectadas (376MW), por lo que solo el 30%(165MW) de la capacidad instalada de las PCH pueden ser integradas en proyectos de μR que pueden operar en modo interconectado y en modo aislado.

Las μR permitirían que los proyectos con PCH fueran más rentables debido a que se podría cobrar más a los usuarios del servicio de electricidad por concepto de una mayor confiabilidad, seguridad y calidad en el suministro de electricidad.

Para la construcción de μR con PCH existentes actualmente, se hace necesario invertir en la modernización de la operación de la PCH en Colombia dado que la operación actual de las mismas no ha cambiado desde su instalación en la década de los años 40 (CHEC, 2011). Específicamente, en el control de la frecuencia se debe invertir en equipos especializados que le permita a la PCH, en casos de desconectarse del SIN, poder operar de modo aislado con índices aceptables de frecuencia. Para explicar con detalle la función de un control de frecuencia se muestra en la Figura 5-2, el esquema general de una PCH y a continuación se enumeran los elementos que conforman una PCH tipo:

1. Una **válvula de distribución** que permite controlar el paso de agua; una turbina hidráulica (Francis, Kaplan, Pelton, entre las más comunes) con sus respectivos deflectores, que posibilitan controlar la potencia generada.
2. Un **generador de electricidad** que suele ser síncrono, el cual está compuesto por un sistema de excitación independiente.
3. Unas **celdas de protección** para aislar el generador del sistema (se utiliza en caso de falla en la red de suministro).
4. Un **transformador** que eleva la tensión del generador de 4160 V a 13200 V en el caso de la región colombiana.

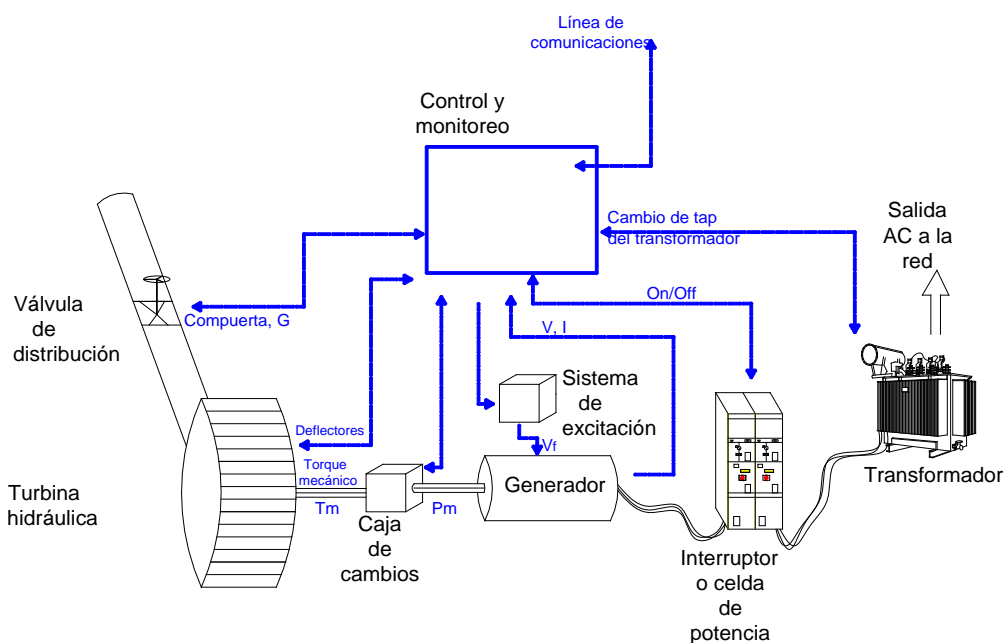


Figura 5-2: Esquema de elementos y señales que deben ser controladas en las PCH modernas (Carvajal et al; 2012).

En la Figura 5-2 se puede observar un equipo de control y monitoreo local llamado Control Local de Generación (CLG), este equipo se propone sea instalado en las PCH con el fin de modernizar la operación y permitir la implementación de μR en Colombia. El CLG permite recibir las señales medidas por los sensores (transformadores de corriente, transformadores de potencial, transductores) y llevar

las señales hasta los respectivos actuadores (regulador de velocidad, servomotores, deflectores, AVR) (Vásquez et al., 2010). Las líneas azules de la Figura 5-2 muestran las señales más representativas de información que se manejan en PCH modernas. Estas señales pueden ser utilizadas en un equipo de control y monitoreo conocido como un Controlador Lógico Programable (PLC) y una interfaz HMI (interfaz hombre - máquina) para conocer en tiempo real el estado del sistema y eventualmente operar una μR desde ese centro de control local (Katiraei, et al., 2008).

Los centros de control local permiten mantener automáticamente un balance entre la generación y la demanda de la μR . Para poder planear una operación exitosa de una μR , la empresa Norteamericana BC Hydro, es un referente mundial en la operación de PCH y en los últimos años ha publicado unas guías relacionadas con el planeamiento para la operación con islas considerando PCH, estas guías surgen gracias al éxito que han tenido en la operación por islas. A continuación se presenta una síntesis de los puntos más importantes para la planeación y operación de una μR (BCHydro, 2006):

1. **Control de generación:** Este es el primer paso para el planeamiento y operación de una μR , el controlador debe ser diseñado y modelado en dos modos de operación: conectado a la red y aislado. En el modo aislado, el controlador debería tener la habilidad de mantener los parámetros eléctricos de tensión y frecuencia dentro de unos límites establecidos por el operador del sistema. Para evitar la pérdida de sincronismo durante la reconexión con la red, la unidad de generación debe estar equipada con un controlador adecuado que permita regular la frecuencia, la tensión y el ángulo de fase, con el objetivo de estar cerca a los parámetros del sistema.
2. **Operación y administración de una μR :** Una buena estrategia para el planeamiento de una μR , debe permitir una operación sin problemas. Dentro de esta estrategia se incluye: técnicas de detección de islas; operación de la μR conectada a la red y en modo aislado; técnicas para la reconexión con el sistema de suministro. Varias estrategias han sido desarrollada por varios autores (Zeineldin, 2005), (Mathur, 2010), (IEEE 1547.4, 2011).

3. Infraestructura de telecomunicación – Redes Inteligentes (Smart Grids):

Para el planeamiento y la operación de una μR , es necesario disponer de una infraestructura de telecomunicaciones con altos índices de confiabilidad y que disponga de la información en tiempo real. Adicionalmente se debe disponer de una interoperabilidad entre los diferentes componentes de la μR , que cumpla con lineamientos internacionales.

El primer paso para la planeación de una μR según se expresa en (BC Hydro, 2006) es el control de generación. En este capítulo se desea estudiar los principios de funcionamiento de controladores electrónicos para la generación de energía eléctrica, que permitan implementar el control primario de frecuencia dentro de una μR , la cual utilice PCH. A continuación se explica la forma en que fue modelado el controlador y la PCH para a través de la simulación poder observar la respuesta en la frecuencia y la tensión cuando la μR opera en red aislada.

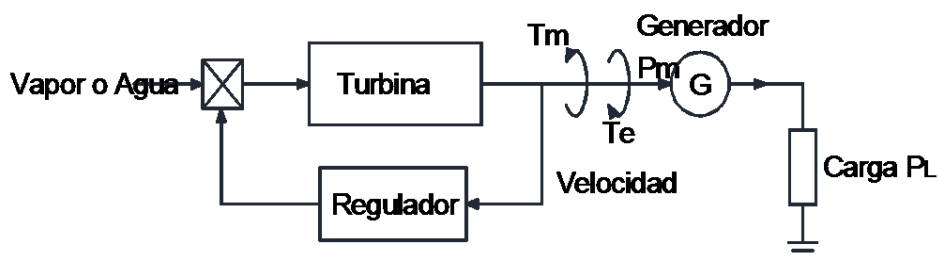
5.2 Control primario de frecuencia en una PCH que opera dentro de una μR aislada

En la sección 2.3 se explicaron los conceptos generales de los tres tipos de control de frecuencia que generalmente son necesarios para la operación de los SEP. El control primario de frecuencia es el control que actúa en los primeros 30 s (ver Figura 2-7) después de una contingencia que genere un desequilibrio entre la potencia generada y la potencia demandada. Los controladores primarios de frecuencia son conocidos como *reguladores de velocidad* o *gobernadores* debido a que cualquier alteración de la frecuencia ocasiona que la velocidad nominal del generador cambie (Wildi, 2007).

Los reguladores de velocidad producen cambios en la potencia mecánica del generador con el fin de recuperar la velocidad nominal de la máquina y de esta manera conseguir que el sistema eléctrico vuelva a operar a la frecuencia nominal. A continuación se presentan conceptos básicos de la regulación de la velocidad considerando una planta de generación hidroeléctrica aislada la cual alimenta una carga local.

5.2.1 Fundamentos teóricos de la regulación de velocidad en una PCH

Para explicar los fundamentos teóricos de los reguladores de velocidad se utilizan en esta sección los diagramas de bloques propios de teoría de control. La Figura 5-3 muestra un diagrama de bloques compuesto por las partes más representativas del control primario de frecuencia en una PCH que opere de modo aislado del SEP central.



T_m : Potencia mecánica, T_m : Par mecánico, P_e : Potencia eléctrica, T_e : Par eléctrico y PL : Potencia de la carga.

Figura 5-3: Diagrama de bloques PCH alimentando una carga local (Kundur, 1994).

La Figura 5-3 muestra que los elementos más representativos para hacer un estudio de estabilidad de frecuencia en una PCH son: el generador, la carga, la turbina y el regulador de velocidad. Para poder hacer estudios de estabilidad de frecuencia usando simulación se debe modelar cada uno de los elementos de la Figura 5-3 por consiguiente a continuación se explica los modelos de cada elemento y se muestran las ecuaciones asociadas a los diagramas de bloques que son los que finalmente son implementados en el software de simulación.

• Modelo del generador

El comportamiento del generador está ligado al comportamiento de la carga, cuando hay un cambio en la carga se produce un cambio en T_e causando un desbalance entre los pares eléctricos y mecánicos que resulta en una variación de velocidad determinada por la ecuación de movimiento, la cual relaciona la velocidad del rotor, como función de los pares eléctricos y mecánicos. El comportamiento dinámico del sistema motor primario (turbina)- generador, está regido por la ecuación 5.1.

$$T_a = T_m - T_{em} = J \frac{dw}{dt} \quad (5.1)$$

Donde:

T_a : Par de aceleración, T_m : Par mecánico, T_{em} : Par electromecánico, J : Movimiento de inercia total (turbina- generador) y W : Velocidad angular.

Adicional a los parámetros de la ecuación 5.1 que dependen de la energía mecánica de la PCH, es necesario conocer los parámetros relacionados con la energía eléctrica propia de la PCH a modelar, tales como potencia aparente, tensión nominal y frecuencia nominal. En la Tabla 5-2 se puede observar los parámetros y valores utilizados en el análisis técnico.

Tabla 5-2: Datos del generador síncrono de una PCH tipo. (Datos: BCHydro, 2006)

Nomenclatura	Parámetros	Valor
S	Potencia nominal	1,4 MVA
V	Tensión nominal	4160 V
X _d	Reactancia de eje directo	0,92
X _q	Reactancia de eje de cuadratura	0,51
X' _d	Reactancia transitoria de eje directo	0,3
X' _q	Reactancia de eje de cuadratura	0,228
X'' _d	Reactancia subtransitoria de eje directo	0,22
X'' _q	Reactancia subtransitoria de eje de cuadratura	0,29
X ₂	Reactancia de secuencia negativa	0,29
X ₀	Reactancia de secuencia cero	0,11
R _{sdc}	Resistencia DC del estator	0,002
R _{sac}	Resistencia AC del estator	0,002
r ₂	Resistencia de secuencia negativa	0,1
T' _{do}	Constante de tiempo transitorio circuito abierto eje d	5,2
T' _d	Constante de tiempo transitorio corto circuito eje d	1,8
T'' _d	Constante de tiempo subtransitorio corto circuito eje d	0,035
T _a	Constante de tiempo corto circuito DC de armadura	0,15
H	Constante de inercia	2,7

Los parámetros de las condiciones iniciales del generador tales como, corrientes en el estator y rotor del generador, reactancias y resistencias de los devanados de la máquina fueron calculados a través del bloque de simulink PowerGui de SimPowerSystems. SimPowerSystems se puede utilizar para desarrollar y diseñar sistemas de control y se

puede parametrizar sus modelos usando las variables y expresiones de MATLAB ®, además SimPowerSystems™ ofrece bibliotecas de componentes y herramientas de análisis para el modelado y simulación de sistemas eléctricos de potencia. A continuación se muestra el modelo del control de tensión automático (AVR_Automatic Voltage Regulator) compuesto por el controlador y el sistema de excitación del generador síncrono.

• Modelo para el control de tensión en la PCH

En el Capítulo 4 se explica como el control de tensión en una planta de generación se realiza controlando el sistema de excitación del generador (Kundur, 1994). El modelo del sistema de excitación utilizado hace parte de los modelos de sistemas de excitación recomendados por la Sociedad de Potencia Eléctrica de la IEEE (Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos) para estudios de estabilidad de los SEP (IEEE Std 421.5, 2005). La Figura 5-4 muestra el diagrama de bloques del modelo del sistema de excitación propuesto.

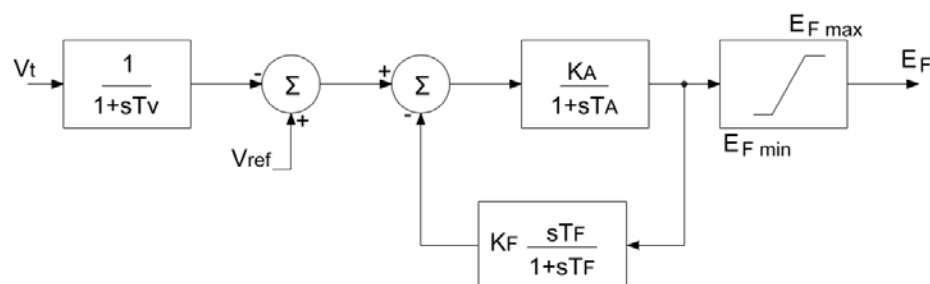


Figura 5-4: Diagrama de bloques del modelo de excitación utilizado para modelar el control de tensión en la μR propuesta. (Adaptado IEEE Std 421.5, 2005)

La Tabla 5-3 muestra los valores de los parámetros del modelo dinámico del sistema de excitación utilizado.

Tabla 5-3: Parámetros del modelo dinámico del sistema de excitación (IEEE Std 421.5, 2005)

Nomenclatura	Parámetros	Valor
Tv	Constante de tiempo del transductor	0,01 s
KA	Ganancia de equivalente total	50
TA	Constante de tiempo de salida del regulador	0,2 s
TF	Constante de tiempo de retroalimentación	1 s
KF	Ganancia de cambio de retroalimentación	0,02 s

• Modelo del regulador de velocidad y la turbina

La función básica del regulador es controlar la velocidad de la turbina, para mantener la frecuencia del sistema dentro de unos límites permitidos (Kundur, 1994). Los reguladores de velocidad se pueden clasificar en cuatro tipos: (i) reguladores mecánicos o hidráulicos; (ii) reguladores electrohidráulicos; (iii) reguladores electrónicos o análogos PID (década de los sesenta); (iv) reguladores digitales (controladores de última generación, aparecen en los años ochenta). Modernas turbinas hidráulicas, utilizan controladores análogos y digitales PID, pues mantienen una rápida respuesta y una estabilidad en la operación cuando el sistema se encuentra aislado (Choo, 2007).

La estructura del gobernador electrohidráulico PID propuesto está compuesta por tres términos, el término (P) que controla el error permanente, (I) que controla el error del pasado y (D) que predice el error del futuro (Vásquez et al; 2010). Para el caso de estudio, en el sistema de distribución local existen unas PCHs que fueron construidas entre los años 1930-1950, que cuentan con reguladores mecánicos y electrohidráulicos que presentan un comportamiento obsoleto con respecto al control de la frecuencia para la operación por μR , por lo tanto se realiza la propuesta de la integración de un nuevo controlador que cumpla con los requisitos de operación establecidos por la norma IEEE Std 1547.2 y la guía (BChydro, 2010).

Para el cambio de los controladores de velocidad mecánicos existentes en las PCH, se propone instalar controladores electrónicos análogos PID, dado su desempeño aceptable y su costo relativamente bajo. En la Figura 5-5 se muestra el diagrama de bloques del control de frecuencia o regulador de velocidad utilizado en la plataforma de simulación de la μR propuesta.

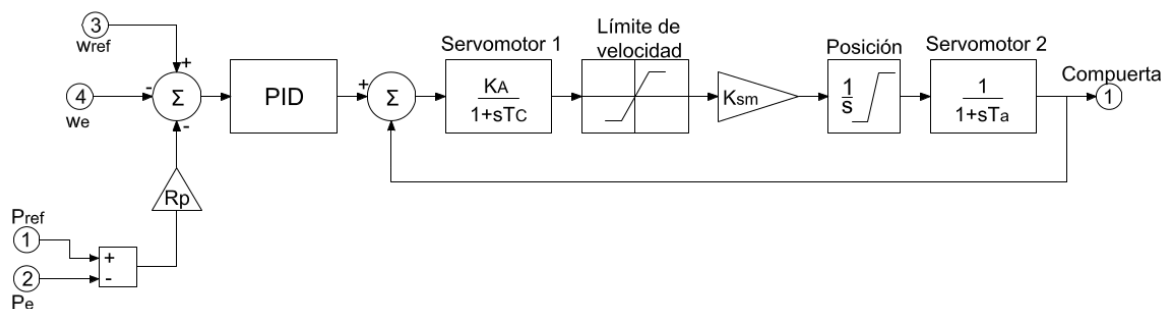


Figura 5-5: Modelo dinámico general del regulador de velocidad PID análogo. (Adaptado IEEE Std 421.5, 2005).

La turbina hidráulica es el primotor que impulsa el generador hidroeléctrico y para modelar el regulador y la turbina, se implementaron dos modelos propuestos en (Kamwa, 2002). Este modelo fue implementado en las PCH de la empresa Hydro-Québec en Canadá (Hydro_Quebec, 2013) y en la actualidad cinco PCH operan dentro de μR exitosas (Kroposki, 2008). El regulador propuesto es reconocido como *Woodward Analog PID Governor* (Kamwa, 2002), y ha sido utilizado con exitoso en proyectos de μR en Canadá y Europa (Yuen et al; 2011). En la Tabla 5-4 se presentan los valores de los parámetros del modelo del regulador de velocidad utilizado.

Tabla 5-4: Parámetros de un regulador PID análogo Woodward (IEEE Std 421.5, 2005).

Nomenclatura	Parámetros	Valor
KA	Ganancia del servomotor 1	1
Ta	Constante de tiempo de servomotor 2	0,04 s
Ksm	Ganancia de actuador de velocidad	4
TC	Constante de tiempo del servomotor 1	0,1
RP	Constante de caída permanente	0,05
KP	Constante controlador proporcional	3,2
Ki	Constante controlador integral	0.45
Kd	Constante controlador derivativo	1.5
Td	Constante de tiempo derivativo	0.02

Adicionalmente, los valores del controlador PID pueden ser ajustados a través de técnicas de sintonización de controladores, para ajustar el modelo del sistema en el cual se desea trabajar. En el Anexo 3 se amplía la información relacionada con la herramienta utilizada SimPowerSystems

La respuesta de los controladores de frecuencia y tensión permite entender su comportamiento ante cambios intempestivos en la μR propuesta. La siguiente sección muestra las características de la red de distribución y explica el mecanismo utilizado para evaluar la factibilidad técnica de la μR planeada.

5.3 Caso de estudio 1: Planeación de una μR considerando las tres PCH en el sistema de distribución local

La subred de distribución donde se realiza la planeación de una posible μR parte de una fracción del área operativa CQR del SEP Colombiano (ver sección 4.2). La fracción escogida de la subred de distribución hace parte de la red de distribución de la ciudad de Manizales, específicamente de la subestación Marmato. La subred se caracteriza por tener instaladas y operando tres PCH y cargas residenciales e industriales. La subestación Marmato cuenta con tensiones de media y baja tensión (33 y 13.2 kV). La demanda máxima de dicha subestación en diciembre de 2011 fue de 1.41 MVA, de las cuales el 40 % es a 33kV y el 60 % es a 13.2 kV.

Los tres circuitos de la subestación Marmato que tienen PCH hacen parte de la μR planeada y está compuesta por los siguientes elementos:

1. Tres PCH, con capacidades de 2.2, 0.9 y 1.8 MW (capacidad efectiva neta). En la actualidad, estas PCH cuentan con una tecnología obsoleta que impide la operación por islas. Por lo tanto, el modelo de las PCH se realizará asumiendo que las PCH cuentan con un controlador electrohidráulico PID, dado que su costo de implementación es comparativamente menor que un controlador digital.
2. Seis cargas controlables las cuales se encuentran conectadas al sistema de distribución de 13.2 kV.
3. Elementos de interconexión y comunicaciones necesarias para operar satisfactoriamente la μR .

La topología de la subred de distribución se asemeja a las condiciones necesarias para configurar una μR como una isla lateral, según la definición de la norma IEEE Std1547.4 -2011. A continuación, la Figura 5-6 muestra el diagrama unifilar de la μR propuesta.

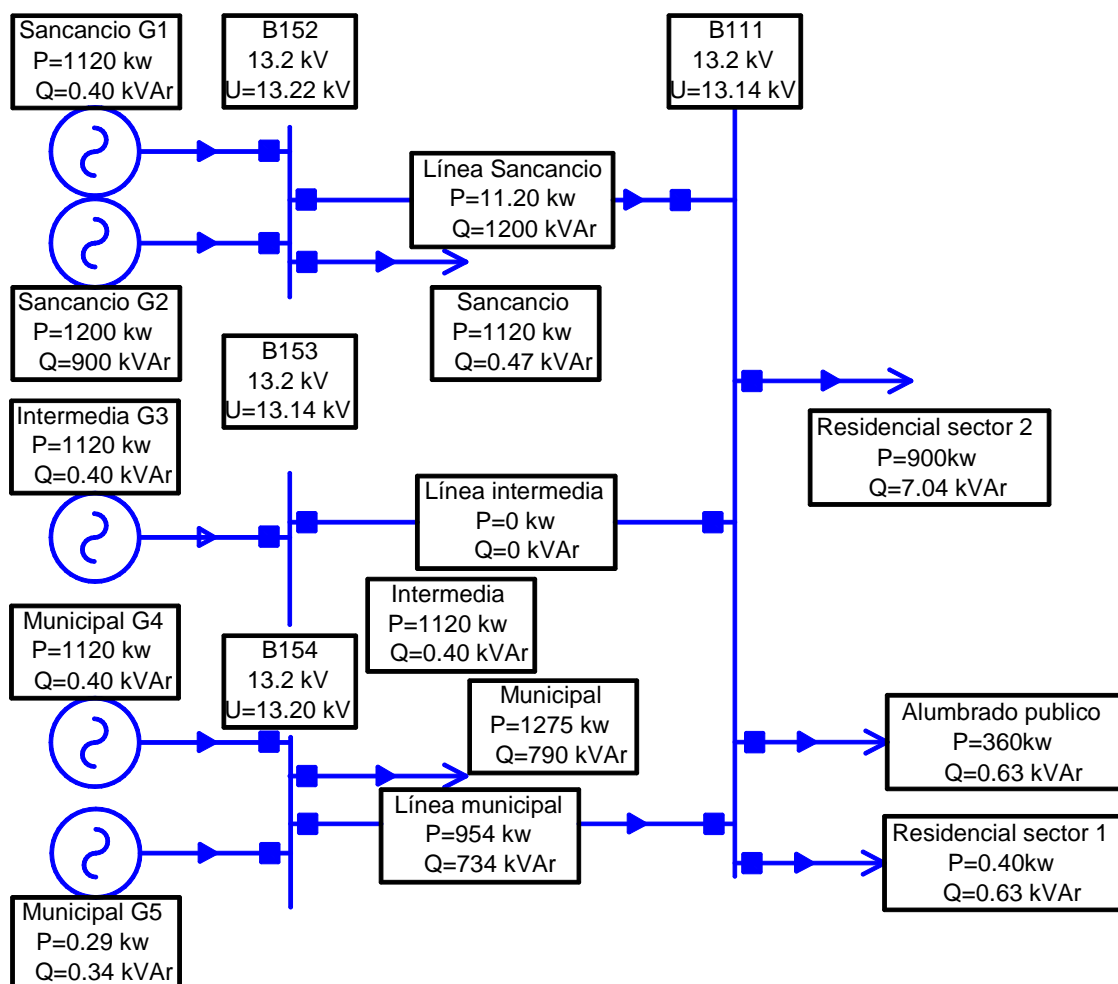


Figura 5-6: Diagrama unifilar de la μR propuesta. (Datos: software Neplan)

La Tabla 5-5 complementa la información del diagrama unifilar de la Figura 5-6 referente al número de usuarios por circuito con el fin de contextualizar la magnitud de la red de distribución que se propone tenga la opción de operar en forma de μR . La Tabla 5-5 también muestra los indicadores de calidad DES y FES, los cuales miden las indisponibilidades del servicio de energía eléctrica, en cuanto a duración y frecuencia respectivamente. Finalmente, se muestra el factor de disponibilidad de cada circuito de las PCH en el año 2011.

Tabla 5-5: Datos relacionados de los circuitos de la subestación Marmato en los cuales están conectadas las PCH de la subred de distribución donde se propone implementar una μR . (Datos: CHEC, 2012).

Nombre	No. Usuarios	FES (No de aperturas)	DES (h)	Factor de disponibilidad (%)
Sancancio	4012	26	5.38	99.94
Municipal	1200	47	12.89	99.83
Intermedia	3305	21	4.02	99.95

Los indicadores FES y DES que se muestran en la Tabla 5-5 corresponden a las aperturas y duración de las interrupciones no programadas dado que estas interrupciones tienen un mayor impacto negativo en el usuario final que las interrupciones programadas. Las interrupciones no programadas ocasionan la misma curva de aversión de los usuarios ante desconexiones del SEP (ver Figura 2-4). Esto se debe a que la magnitud de la falla es información que manejan los operadores del SEP y el usuario final solo percibe la interrupción del suministro de electricidad.

Las interrupciones del suministro de electricidad están relacionadas con el factor de disponibilidad, dado que este factor se define como el porcentaje de que el sistema pueda cumplir su función en las condiciones operativas específicas en un instante de tiempo dado (Zapata, 2010). La magnitud del factor de disponibilidad de estos circuitos es aceptable a nivel internacional para cargas residenciales, sin embargo para usuarios industriales se recomienda que el factor de disponibilidad supere los 99.999 % (Gellings et al; 2004).

Las interrupciones totales suman 94 y con una duración aproximada de 22 horas, las cuales pueden ser disminuidas en caso de que se implemente la operación en forma de μR y de esta el factor de disponibilidad se aumentaría lo que permitiría incentivos para la conexión de usuarios industriales. La siguiente sección muestra la respuesta de la μR luego de implementarse los controladores de frecuencia y de tensión y se evalúa su efectividad realizando un análisis de contingencia N-1 (Grainger y Stevenson, 2001). El análisis N-1 consiste en desconectar en las simulaciones un elemento de la red en cada simulación. En el caso de estudio que se muestra a continuación, las contingencias tenidas en cuenta fueron por salidas intempestivas de plantas de generación que obligan una desconexión de usuarios de la μR .

5.3.1 Resultados caso de estudio: Planeación de una μR considerando las tres PCH en el sistema de distribución local

El estudio de la operación de la μR se realizó a través de un análisis de contingencias, donde se muestra el comportamiento de la μR ante salidas de plantas de generación y a su vez desconexión de demanda que permita previamente ser desconectada en caso de ser necesario para mantener el balance de la potencia generada y la demandada.

Generalmente en las μR implementadas, la demanda desconectada es demanda tipo residencial, la cual puede recibir compensación económica mensual en la tarifa de electricidad por estar disponible para ser desconectado en caso de una falla (Zoka et al; 2007). La Tabla 5-6 muestra la información de la cantidad de potencia generada y potencia demandada desconectada. Estas dos potencias deberían ser iguales, sin embargo, la potencia demandada puede ser inferior o superior en algunos kW debido a que los usuarios desconectables hacen parte de circuitos con demandas fijas.

Tabla 5-6: Información de la potencia generada y demandada en el análisis de contingencias de la μR compuesta por las tres PCH (Fuente: Elaboración propia).

Nombre de la contingencia	Potencia generada desconectada (kW)	Potencia demandada desconectada (kW)
G1 fuera	1120	1170
G2 Fuera	1200	1170
G3 Fuera	1120	1120
G4 fuera	1300	1280
G5 Fuera	1145	1280

Los resultados del análisis de contingencias se muestran en términos de la respuesta de la frecuencia de la μR y la tensión en la barra principal de la μR (ver nodo B111 Figura 5-6). A continuación la Figura 5-7 muestra el comportamiento de la frecuencia cuando salen las plantas de generación que tienen una generación mayor o igual a 1200 kW y la Figura 5-8 muestra el comportamiento de la frecuencia cuando salen las plantas de generación menores a 1200 kW.

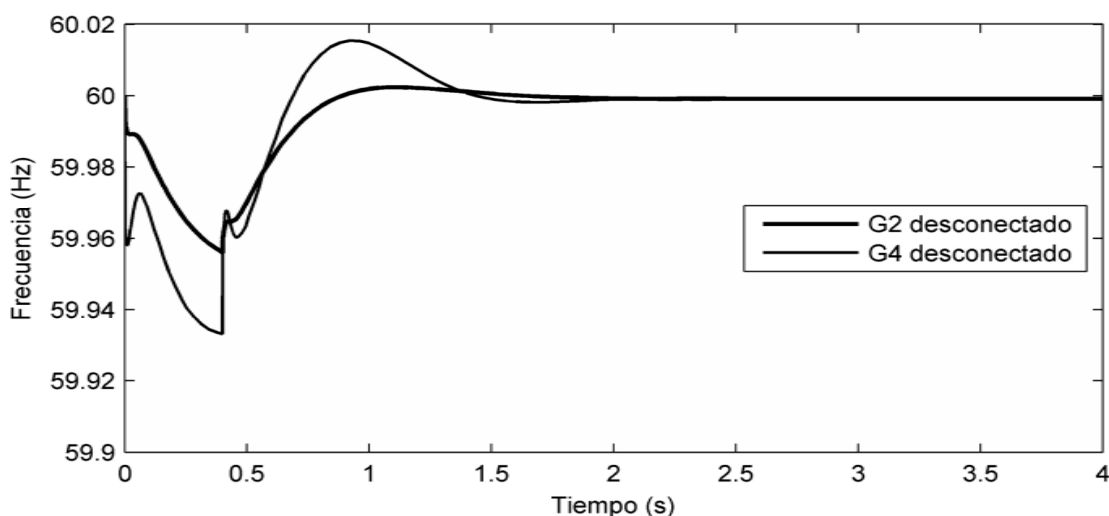


Figura 5-7: Respuesta de la frecuencia de la μR cuando se desconectan las unidades de generación mayores e iguales a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).

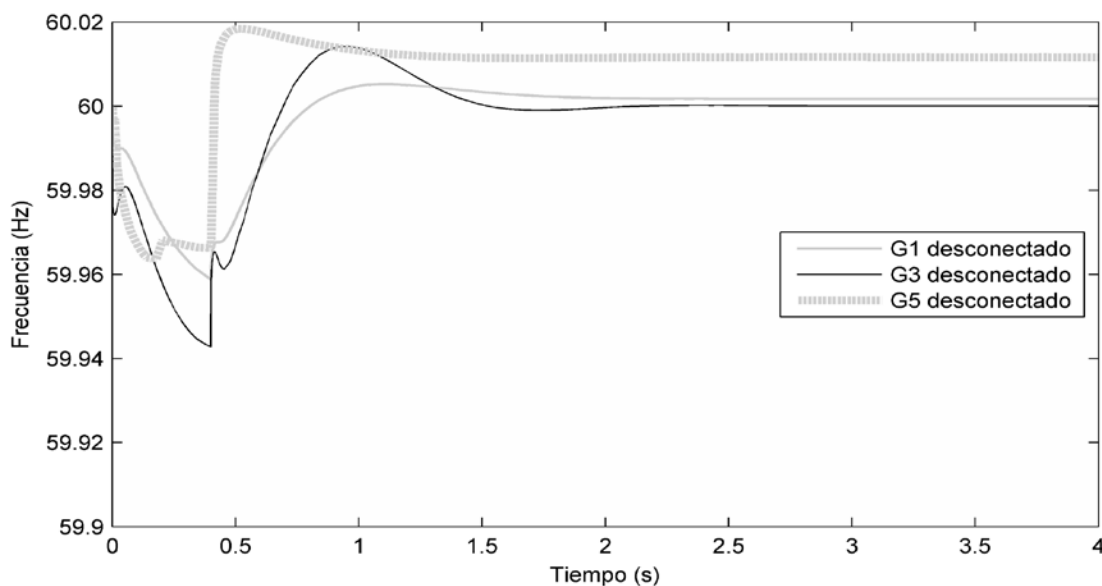


Figura 5-8: Respuesta de la frecuencia de la μR cuando se desconectan las unidades de generación menores a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).

La Figura 5-7 muestra que la mayor disminución de frecuencia ocurre cuando se desconecta G4, debido a que es la unidad con mayor capacidad de generación (ver Tabla 5-6). El valor de la frecuencia disminuye en esta contingencia hasta 59.93 Hz en los primeros 500ms, luego se puede observar que el sistema reacciona y se vuelve al valor de la frecuencia nominal. Esta reacción se debe a la acción de los reguladores de velocidad de las plantas de generación que siguen funcionando.

La Figura 5-8 muestra una caída de frecuencia muy similar a la que muestra la Figura 5-7, sin embargo, la respuesta de la frecuencia cuando ocurre la última contingencia (G5 desconectada) se puede observar que se estabiliza en aproximadamente 60.01 Hz y aunque es un valor que está dentro del límite aceptable de operación en el SEP colombiano (CREG 095, 1995) y también cumple con el valor propuesto para permitir luego la sincronización con el SEP central (IEEE Std 1547.2, 2008), es posible mejorar esta respuesta teniendo un mejor balance entre la potencia generada y la potencia demandada a través de la implementación de controles especiales para los usuarios finales (Zoka et al; 2007).

Los controladores de la carga en las μR permiten que los usuarios finales tengan una participación activa dentro de la μR . La cual consiste en que el usuario final pueda también proveer servicios de soporte técnico como el servicio de control de frecuencia y tensión a través de la disminución de consumo y desconexión de circuitos previa, información del operador de la μR (Morris et al; 2011).

La respuesta de la frecuencia es fundamental para comprobar que la μR puede operar de manera estable. Sin embargo como se demostró en el Capítulo 4, la tensión también se debe mantener controlada para evitar desconexiones fortuitas a causa de colapsos de tensión. Las Figuras 5-9 y 5-10 muestran la tensión de la barra B111, la cual es la barra donde están conectados la mayoría de usuarios finales de la μR .

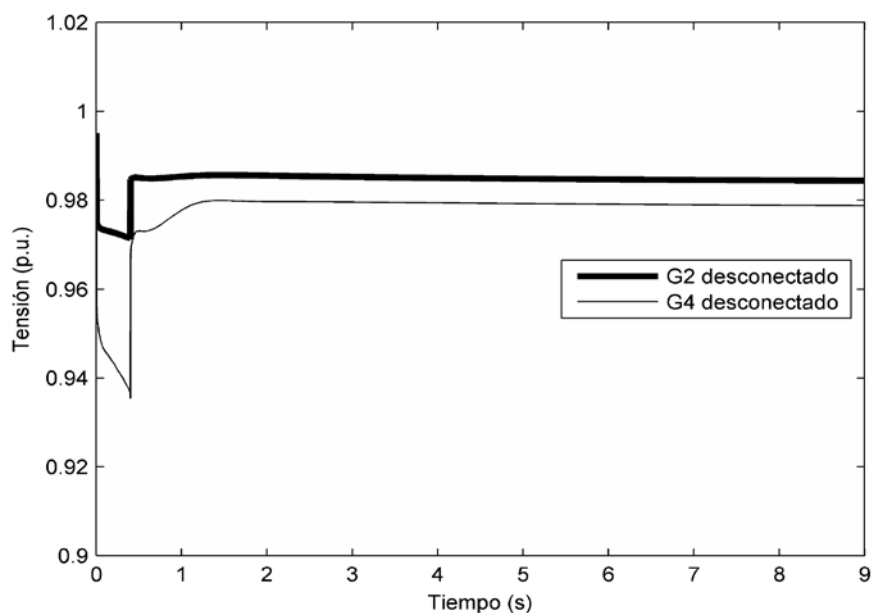


Figura 5-9: Respuesta de la tensión de la barra B111 en la μR propuesta cuando se desconectan las unidades de generación mayores e iguales a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).

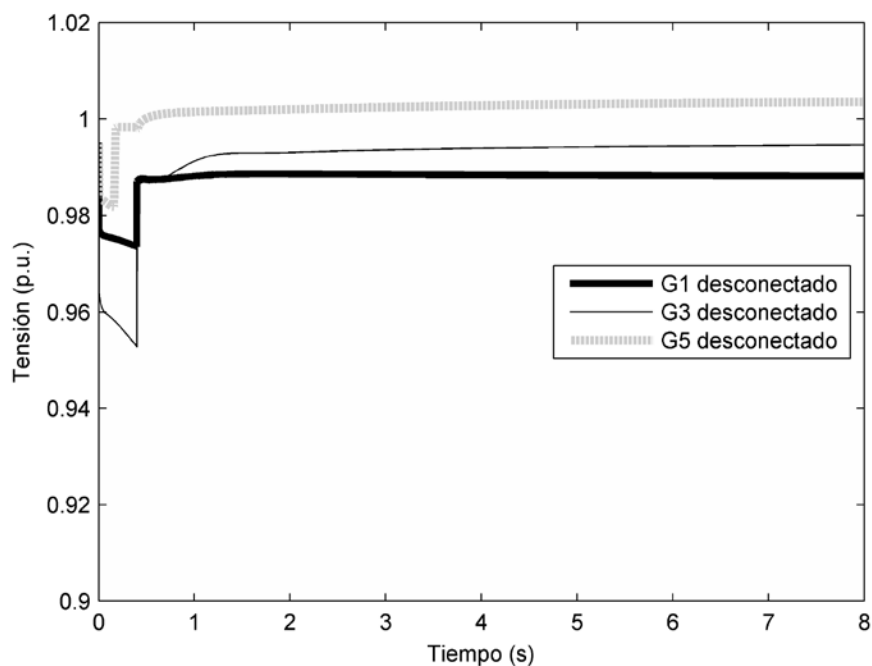


Figura 5-10: Respuesta de la tensión de la barra B111 en la μR propuesta cuando se desconectan las unidades de generación menores a 1200 MW (Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 5-9 se puede observar que cuando se desconecta la unidad G4 la cual es la unidad de generación con mayor capacidad, la tensión disminuye 7%, valor que excede

el 5% del límite de variación permitido en la tensión, en momentos en que se desee una posible sincronización con el SEP central (IEEE Std 1547.2, 2008). En este caso, la acción del controlador de tensión es fundamental puesto que logra aumentar la tensión a 0.98 p.u., logrando que la μR cumpla con un valor de tensión con mayor calidad y confiabilidad para al usuario final.

En la Figura 5-9 también se puede observar que en las dos contingencias evaluadas en esta figura, la tensión de operación se estabiliza en 0.98 p.u.; aunque es un valor aceptable de operación se podría llegar al valor nominal a través de la utilización de cargas especiales que puedan realizar compensación de reactivos como son los carros eléctricos (Morris et al; 2011) y en caso de usuarios industriales los bancos de capacitores usados para mejorar el factor de potencia (Appen et al; 2011). Para la participación activa de los usuarios finales es necesario que la μR cuente con mecanismos de medición y control en tiempo real (Zoka et al 2008).

En el caso de las contingencias de la Figura 5-10 se puede observar que el controlador de tensión es suficiente para aumentar la tensión con un nivel óptimo de calidad de potencia debido a que la tensión se estabiliza en las dos primeras contingencias en un valor cercano a 0.99 p.u. y cuando se desconecta el generador G5 se puede observar luego de la acción del regulador de velocidad una tensión cercana al valor nominal.

En resumen, la configuración de la μR propuesta funciona siempre y cuando se cuenten con mecanismos de control de generación tales como reguladores de velocidad y reguladores de tensión. Los mecanismos de control deben ser como mínimo electrónicos análogos para que la respuesta tenga la rapidez necesaria para la implementación de una μR (Mohamad et al; 2011). Además, en el caso de la μR propuesta que cuenta con varias fuentes de generación, los controladores deben ser capaz de operar en paralelo, es decir debe tener ajustes que les permita operar de manera sincronizada de tal manera que en cada contingencia el controlador escoja automáticamente la unidad de generación principal o isócrono y deje el controlador de las otras unidades fijas (Yuen et al; 2011).

El mecanismo de control con varias unidades de generación se vuelve más costoso que cuando solo hay una unidad de generación dentro de la μR (Hydrotu, 2013), no solo por

los componentes adicionales del controlador isócrono, sino también porque los controladores isócronos necesitan un sistema de comunicaciones redundante y de alta fidelidad para poder asegurar que en caso de que se desconecte el generador isocróno principal, las ordenes de cambio de funciones se haga en tiempo real y así poder evitar la desconexión total de la μR (Choo et al; 2007).

Las probabilidades de desconexiones parciales o totales crecen también con el tamaño de la μR , debido a que cada elemento que compone la μR tiene asociado una indisponibilidad o probabilidad de falla (Zapata, 2010) y al ser conectados en una μR , cada elemento aporta a la probabilidad de una contingencia dentro de la μR .

El tamaño de la μR también es decisivo en el tema de costo del sistema de comunicaciones debido a que cada elemento que hace parte de la μR debe tener asociado instrumentos de medición. La medida debe ser enviada al CLG y a su vez, la información debe enviarse hasta el centro de control a través de fibra óptica para llegar a un sistema de adquisición de datos en tiempo real tipo SCADA (Katiraei et al; 2008). El sistema SCADA puede variar su costo de compra e implementación en un rango amplio (USD\$30000 – USD\$1'600.000) debido a que su costo depende del número de señales que debe procesar (NorthCote-Green y Wilson, 2006).

Una opción para disminuir los costos de implementación de la μR propuesta es cambiar la configuración de la μR y proponer analizar otra forma de operación utilizando las tres PCH en tres μR que operen de manera separada. La siguiente sección analiza la respuesta técnica de operar en esta nueva configuración propuesta.

5.4 Caso de estudio 2: Planeación de tres μR considerando una PCH por cada μR

El caso de estudio 2 consiste en separar en tres μR cada uno de los tres circuitos a nivel de 13.2kV que tienen asociadas unidades de generación en la subestación Marmato. En la Figura 5-11 se puede observar el diagrama unifilar simplificado de la configuración propuesta en este caso de estudio. La propuesta se basa principalmente en que al funcionar las tres μR independientes, los costos de implementación pueden reducirse

y además con esta propuesta se podría implementar cada μR por separado por lo que la inversión inicial puede hacerse escalonada.

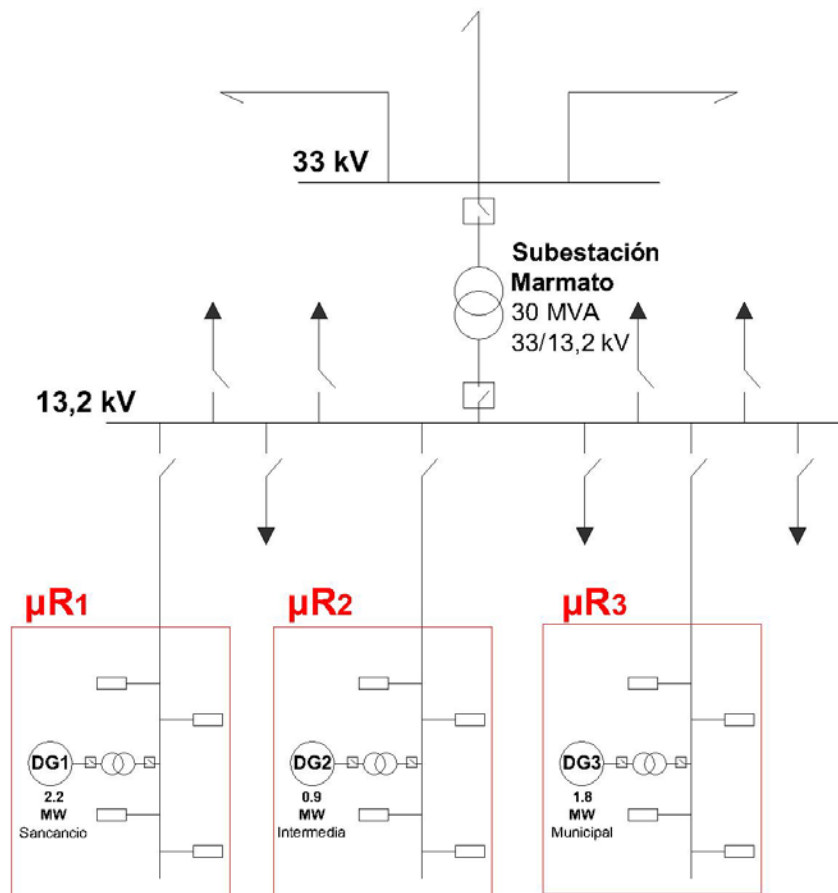


Figura 5-11: Diagrama unifilar simplificado de la subestación Marmato (CHEC, 2012).

En la Figura 5-11 se pueden observar que la topología de la red de distribución es igual para los tres circuitos que tienen conectadas las tres PCH y además en los tres circuitos predomina los usuarios residenciales por esta razón se escogió para hacer el análisis técnico la $\mu R2$ compuesta por la planta de generación Intermedia.

La Figura 5-12 muestra el modelo de la μR Intermedia implementado en la plataforma de simulación de SimPowerSystem y debido a que la topología de la red de la μR se compone de una sola barra de 13.2 kV y de una sola unidad de generación, el análisis de contingencia consistió en variar la carga de los usuarios y observar la respuesta de los controladores de frecuencia y tensión.

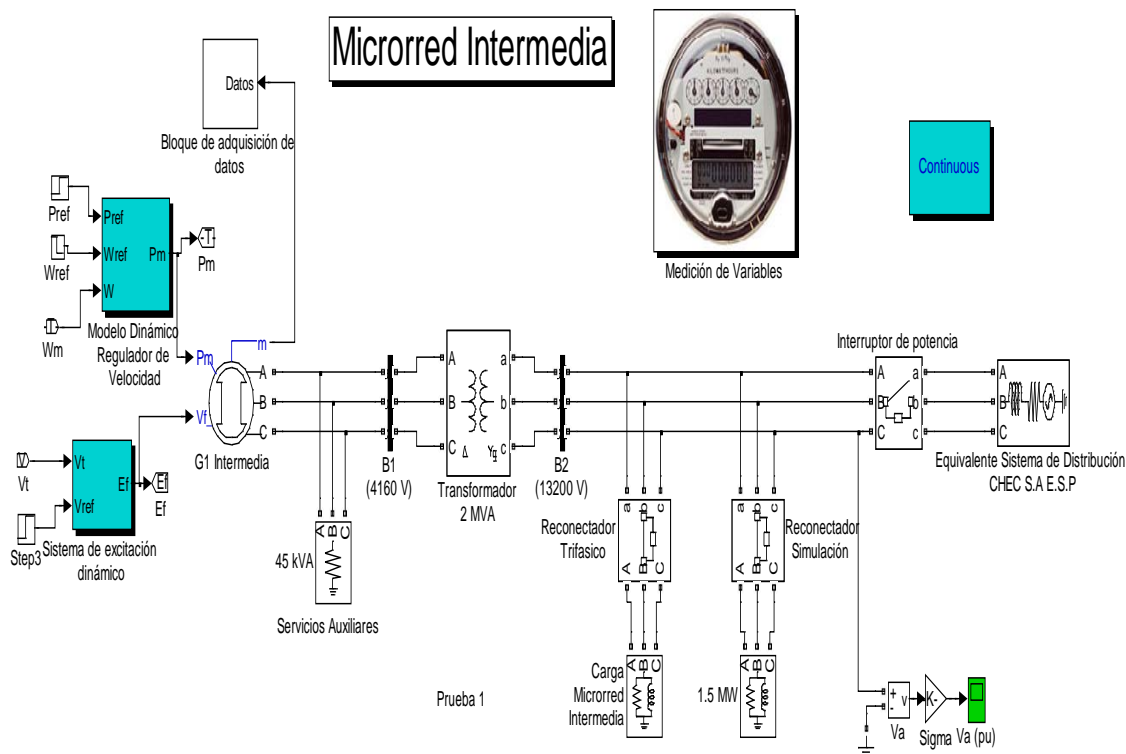


Figura 5-12: Diagrama de bloques del modelo de la μR Intermedia operando aisladamente del sistema de distribución (Diseño: software Matlab).

En la Figura 5-12 se puede observar que a la entrada del generador están dos bloques que donde se implementó la misma propuesta de los controladores de frecuencia y tensión del primer caso de estudio. Además, se utilizó un modelo constante de la carga el cual está relacionado con circuitos con tendencia a usuarios residenciales. En la Figura 5-13 se puede observar la curva de carga diaria de los usuarios conectados al circuito de la PCH Intermedia.

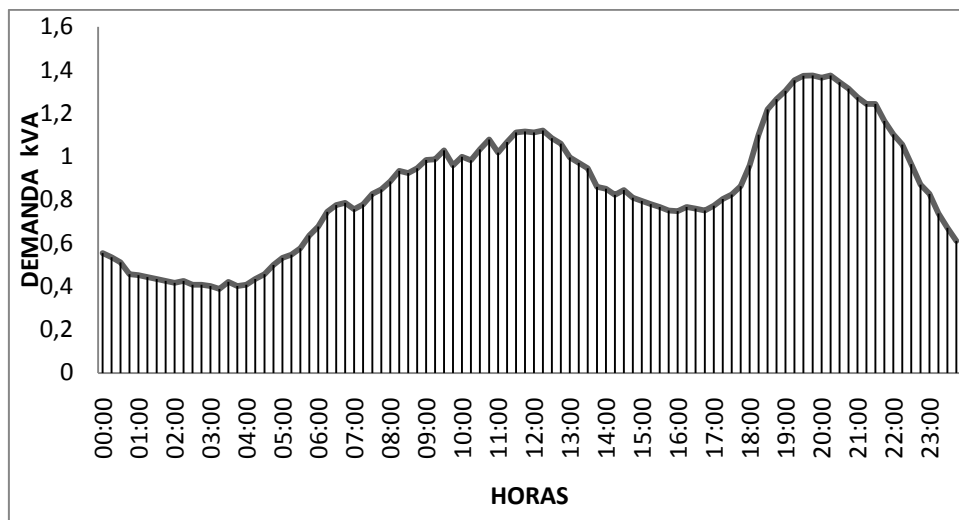


Figura 5-13: Curva de carga diaria usuarios conectados en la μR Intermedia propuesta (CHEC, 2012).

Las variaciones en el perfil de carga diaria mostrada en la Figura 5-13, especialmente en las horas del mediodía y terminando la jornada laboral demuestran que los usuarios son predominantemente residenciales (Grainger y Stevenson, 2001).

La siguiente sección muestra la respuesta de la μR luego de implementarse los controladores de frecuencia y de tensión, y se evalúa su efectividad realizando un análisis de contingencia N-1 (Grainger y Stevenson, 2001). El análisis N-1 consiste en desconectar en las simulaciones un elemento de la red en cada simulación. En el caso de estudio que se muestra a continuación, las contingencias tenidas en cuenta fueron por salidas intempestivas de plantas de generación que obligan una desconexión de usuarios de la μR .

5.4.1 Resultados caso de estudio: Planeación de una μR considerando las tres PCH en el sistema de distribución local

El estudio de la operación de la μR Intermedia se realizó teniendo en cuenta salidas repentinas de carga con el fin de determinar la respuesta de los controladores de frecuencia y tensión ante la ocurrencia de dichas contingencias. La Tabla 5-7 muestra la información relacionada con las desconexiones de los usuarios.

Tabla 5-7: Pruebas en la μR Intermedia relacionadas con las desconexiones programadas de carga (Fuente: Elaboración propia).

Nombre de la contingencia	Salida de Carga	Potencia Aparente	p.u.
Salida de carga 1	260 kW	275 kVA	0,275136
	90 kVAr		
Salida de carga 2	200 kW	212 kVA	0,211896
	70 kVAr		
Salida de carga 3	90 kW	95 kVA	0,094868
	30 kVAr		

La selección de las salidas de la carga se realizó con base a la capacidad de los transformadores de distribución que conforman la μR Intermedia. Cada prueba está compuesta de potencia activa y reactiva teniendo en cuenta un factor de potencia inductivo típico residencial aproximadamente de 0.94 (ver Capítulo 4). A continuación, en la Figura 5-14 se muestra la respuesta de la frecuencia de la μR en cada salida de carga.

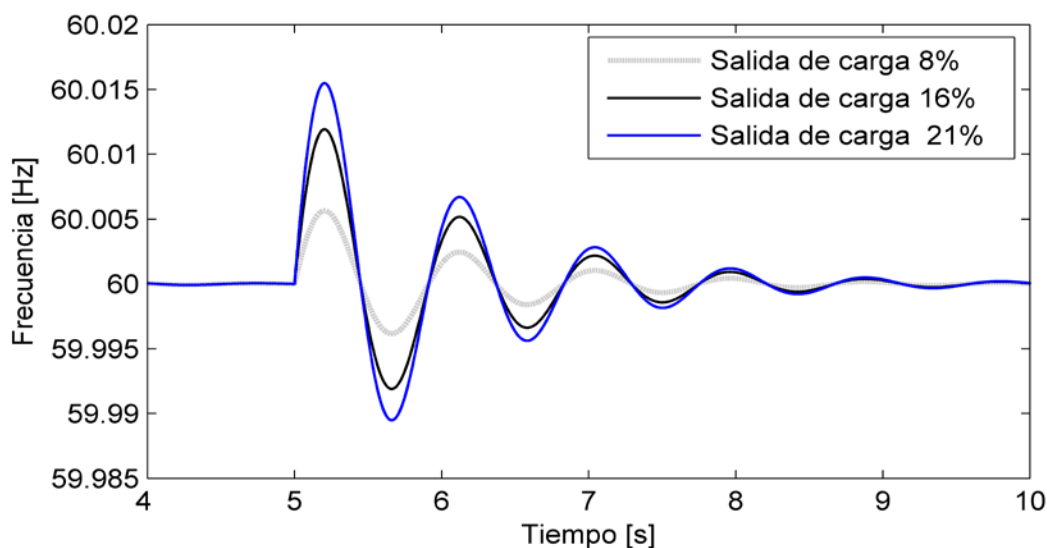


Figura 5-14: Respuesta de la frecuencia de la μR propuesta ante variaciones en la carga. (Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 5-14 se muestra el comportamiento de la frecuencia ante variaciones de carga programada. Las salidas se realizaron a los 5 s después de que la μR se encontrara operando en estado estable. La respuesta de la PCH ante la desconexión de carga es de un aumento de la frecuencia en 15mHz debido a que se aumenta la

velocidad angular de operación. Sin embargo, la frecuencia es controlada y aproximadamente en 8 s la μR vuelve a operar a frecuencia nominal.

La Figura 5-15 muestra las variaciones de la tensión línea –línea en los bornes del transformador de la subestación de la planta de generación cuando se desconecta 300 kVA que corresponde “como se puede observar en la Tabla 5-7” a la mayor porción de desconexión de carga.

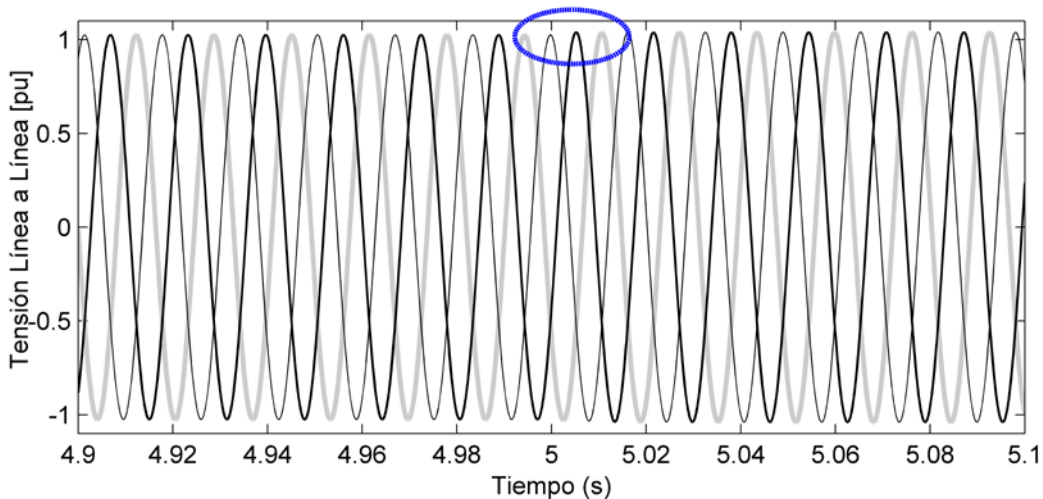


Figura 5-15: Tensión línea-línea ante la salida de 300 kVA en la μR Intermedia(Fuente: Elaboración propia).

El simulador SimPowerSystem entrega la tensión línea –línea para mostrar la forma de onda de la tensión, en la Figura 5-15 se puede observar una forma de onda sinusoidal, mostrando una calidad de la potencia eléctrica aceptable. Además, se remarca en la Figura 5-15 con un ovalo con líneas discontinuas el momento donde se produce la falla, a los 5 segundos de operación continua de la μR y se muestra que la tensión aumenta menos del 5 %, por lo tanto se demuestra que la operación de la μR está dentro de los límites operativos de tensión permitidos para una posible sincronización con la red principal (IEEE Std. 1547.2, 2008).

Para demostrar que los controladores de frecuencia y tensión del generador síncrono de la PCH Intermedia actúan en momentos en que se desconecta una porción de la carga de la μR se debe observar que la potencia activa y reactiva del generador también disminuya, pues de esta disminución dependerá el balance entre potencia generada y

potencia demandada. La Figura 5-16y la Figura 5-17muestran la respuesta de la potencia activa y reactiva del generador respectivamente en cada desconexión de la carga.

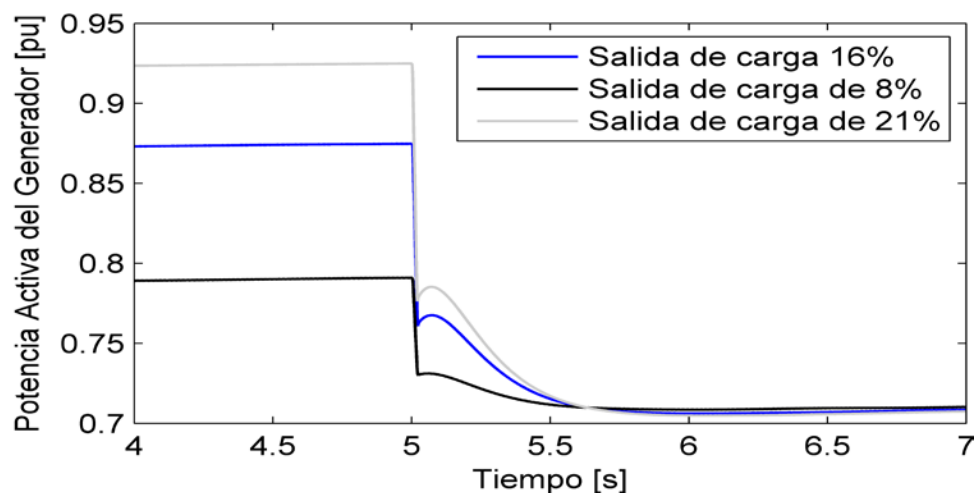


Figura 5-16: Potencia activa del generador ante salidas de carga en $t=5$ s(Fuente: Elaboración propia).

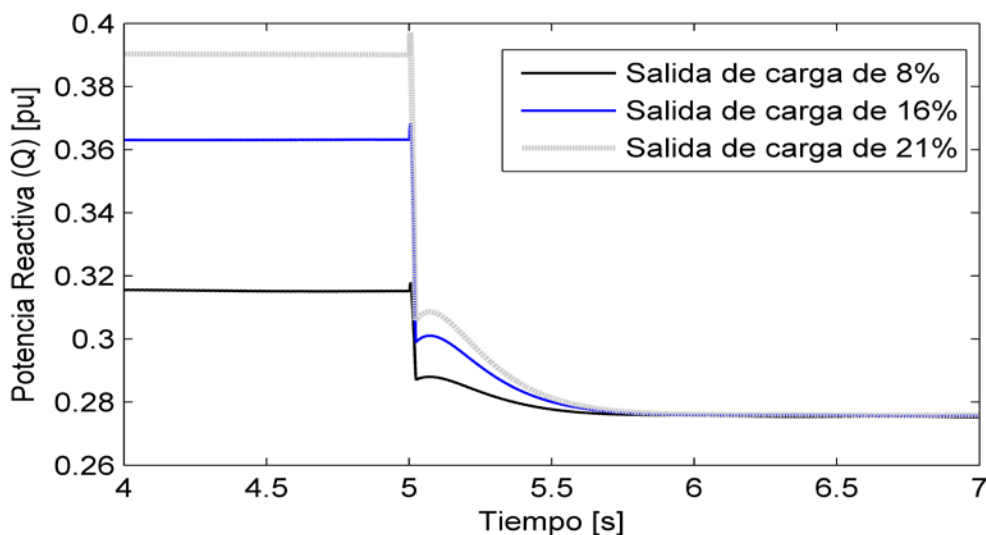


Figura 5-17: Potencia reactiva del generador ante salidas de carga en $t= 5$ s(Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 5-16 y 5-17 se observa que las potencias activa y reactiva del generador disminuyen proporcional a la porción de desconexión de la carga, lo que demuestra la efectividad de los controladores para adaptarse a las desconexiones súbitas de la demanda.

El análisis técnico permite concluir que la μR Intermedia opera satisfactoriamente y está preparada teóricamente para operar en caso de salidas repentinas de carga. Sin embargo, se debe analizar las condiciones económicas propias de la μR propuesta. En la siguiente sección se compara los dos casos de estudio con el fin de tener un mayor criterio de decisión al momento de escoger una configuración final de la μR a implementar.

5.5 Discusión

En este capítulo se estudian aspectos relacionados con la posibilidad de utilizar GD proveniente de PCH, avances en comunicaciones y técnicas de control de generación, con el fin de aplicar estas tecnologías a la investigación acerca de la operación en forma de μR . En la sección 5.1 se muestra que en este país en la actualidad solo el 0.6 % de los recursos hídricos han sido utilizados en aprovechamientos hidroeléctricos a pequeña escala. Sin embargo, en los últimos dos años existe una reactivación en estudios de viabilidad de PCH especialmente en el área CQR y Antioquía (UPME, 2012), además de proyectos de modernización de las PCH existentes debido a los altos costos de operación y mantenimiento a causa de un alto grado obsolescencia de los equipos mecánicos y eléctricos que componen las plantas distribuidas (CHEC, 2012).

La propuesta de este capítulo es que las nuevas PCH y los procesos de modernización de las PCH existentes tengan en cuenta estudios relacionados con la inversión adicional para poder operar en forma de μR . En la Tabla 5-1 se pudo observar la cantidad de beneficios que prometen las μR y los cuales están siendo validados en proyectos pilotos de μR a nivel internacional. La viabilidad de la operación por μR en el SEP le permitiría a Colombia estar en la vanguardia en las tendencias de operación de los SEP a nivel internacional (Pike Research, 2013).

La implementación de las μR a nivel internacional permite demostrar que cada μR es diferente, dado que cada proyecto utiliza diferentes REDs (Barnes et al, 2007) y tiene diferentes grados de participación activa de la demanda (Zoka et al; 2007). Además, un factor que influye decisivamente sobre la viabilidad financiera y técnica de las μR es la regulación aplicada en el SEP donde es implementada la μR (Schwaegerl, 2009).

La implementación de la μR depende inicialmente de las decisiones de inversión, las cuales se hacen basadas en una rentabilidad proyectada en el medio externo (Dicorato et al; 2009); es decir, en el país donde va a funcionar dicha μR . A medida de que transcurre el tiempo, también es fundamental la capacidad de adaptación de las políticas regulatorias para la evolución y el interés constante de nuevos participantes en la implementación de μR (Venkataramanan G. y Marnay, C. 2008).

Para estudiar la implementación de la operación usando el criterio de μR , se realizó en las secciones 5.3 y 5.4 de este Capítulo estudios técnicos de una subred de distribución colombiana, la cual fue analizada teniendo en cuenta dos opciones de operación. El resultado del estudio muestra que la implementación del control de generación propuesto permitiría utilizar cualquiera de las dos configuraciones. Sin embargo, la configuración más apropiada es la que está compuesta por tres μR operando de manera independiente (Caso2), debido a que la μR que utiliza las tres PCH operando en paralelo necesita mecanismos de control más complejos y participación activa de la demanda. Estos aspectos pueden aumentar considerablemente el costo de la implementación de la μR . Para mayor claridad al respecto, a continuación se realiza un análisis de costos que permita identificar si existen diferencias en las dos configuraciones.

La Figura 5-18 muestra las dos opciones de μR propuestas y los elementos de protección, control y medición que deben ser implementados para que pueda operarse de manera segura y con índices aceptables de calidad por parte del regulador colombiano.

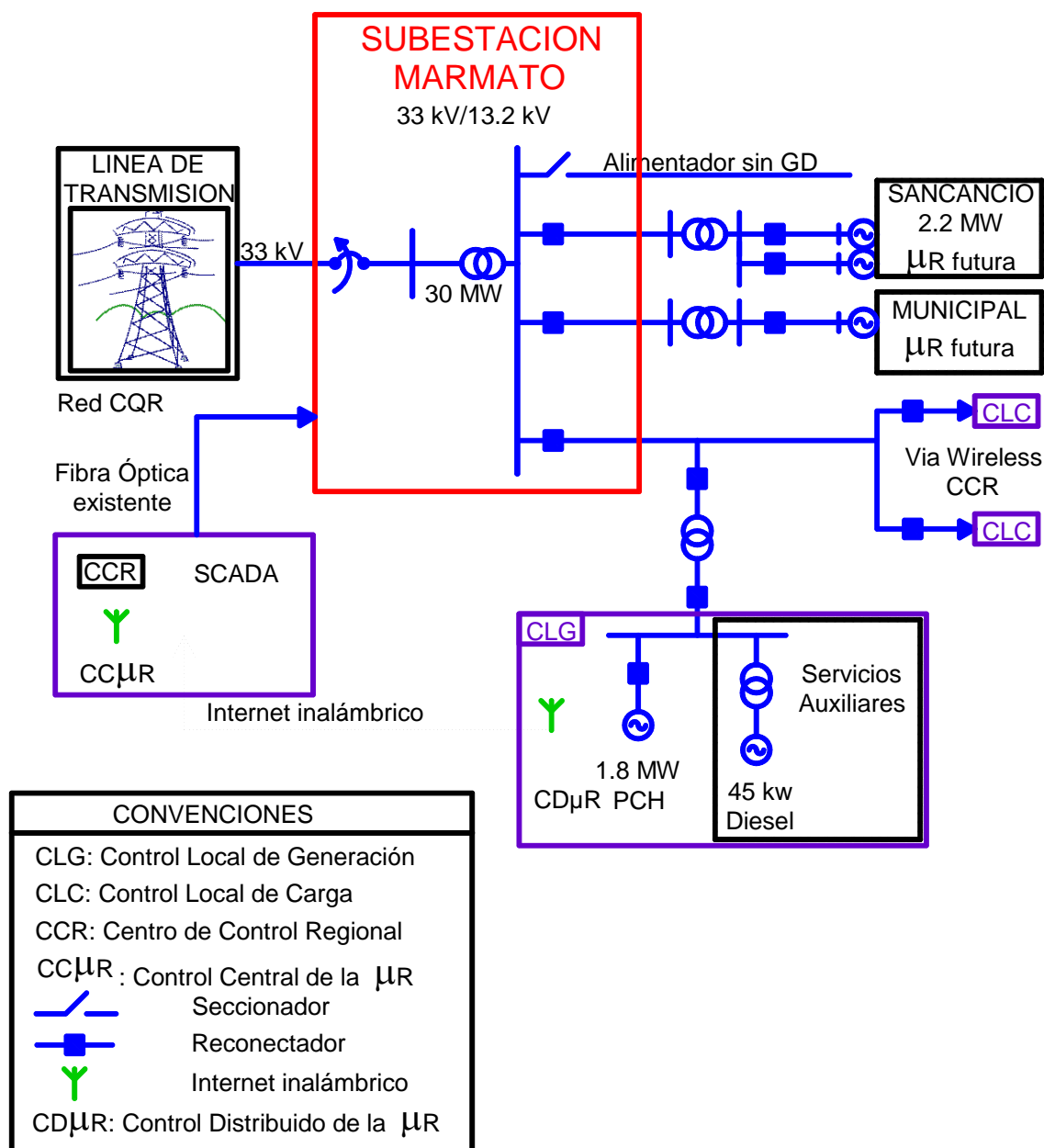


Figura 5-18: Diagrama que muestra a gran escala los elementos de control, medición y protección necesarios para implementar las propuestas de μR en la subestación Marmato localizada en la zona CQR del SEP colombiano (Fuente: Elaboración propia).

En la Figura 5-18 se observa la primera opción que corresponde a implementar una μR que contenga las tres PCH. Para la implementación de esta μR , es necesario todos los elementos de protección (seccionadores y reconectadores), los elementos de medición y control (CLG y CLC) que se muestran en la Figura 5-18.

Los CLG y CLC deben mantener comunicación y control permanente para asegurar la operación exitosa de la μR (Vásquez et al; 2009), por esta razón se debe implementar un control central de la μR (CCM), donde a través de un sistema de adquisición de datos en tiempo real tipo SCADA se pueda realizar las maniobras según las contingencias que puedan surgir en la operación de la μR (Costa, 2008).

La Figura 5-18 muestra también que la subestación Marmato está conectada con el CCR a través de una red de fibra óptica que llega a un sistema SCADA existente desde el año 2009; dicha red se construyó debido a exigencias del regulador colombiano por automatizar todas las subestaciones de media tensión del SEP (CREG 097, 2008). De esta manera, para la implementación de las propuestas de μR , no es necesario un sistema SCADA nuevo, sino adicionarle funciones al sistema SCADA existente. El ahorro de poder utilizar el sistema SCADA existente es considerable puesto que un sistema SCADA nuevo puede costar aproximadamente USD\$ 1'000.0000 y adicionar funciones al SCADA está entre los USD 100.000 a los USD\$ 600.000 (NorthCote-Green y Wilson, 2006), el valor exacto depende de la cantidad de funciones adicionales que debe implementarse en el sistema SCADA. La Tabla 5-8 muestra una aproximación de la inversión de las dos configuraciones de la μR propuestas y compara los costos finales de cada alternativa.

Tabla 5-8: Costos de adquisición e implementación de los elementos necesarios para operar en forma de μR utilizando las dos configuraciones propuestas (Fuente: Elaboración propia).

Ítem	μR con tres PCH Costo USD\$	μR por cada PCH Costo USD\$
Reconectores	260000	60000
Adecuación sistema SCADA	600000	100000
Sistema de arranque autónomo (generador y sistema de control)	30000	30000
Infraestructura de comunicaciones (envío y recibo de señales)	60000	30000
Adecuación de protecciones existentes	15000	10000
Gobernador de velocidad	30000	20000
Regulador de tensión	15000	15000
Valor Total USD\$	950000	235000

En la Tabla 5-8 se puede observar que el costo de las protecciones es superior en la μR con tres PCH debido a que en esta consideración se necesitan 10 reconectadores adicionales, mientras en la configuración de una μR por cada PCH se necesitarían tres reconectadores. El valor global de adecuar el sistema SCADA y de la infraestructura de comunicaciones es diferente para cada opción de operación debido a que una μR con varias fuentes de generación tiene una complejidad mayor que una μR con solo una PCH. Una situación similar es el valor del gobernador de velocidad (controlador de frecuencia) debido a que como se mencionó en la sección 5.3.1 para la operación de la μR con tres PCH se necesita que el controlador de la PCH con mayor capacidad de generación tenga la opción de control isócrono y las otras tengan un control fijo (BC Hydro, 2006) mientras que si la configuración de la μR es una por cada PCH no se necesita esta condición que aumentar el costo del controlador.

La Tabla 5-8 muestra también que el aumento en el costo de la implementación de la μR con las tres PCH con respecto a la implementación de una μR por cada PCH es del 400%. Por lo tanto, si el criterio de decisión fuera netamente el económico, la configuración de una μR por cada PCH sería, sin duda, la propuesta de implementar tres μR que operen de manera independiente (Caso2). Sin embargo, la confiabilidad de la μR con las tres PCH operando en una misma μR , es mayor debido a que cuenta con varias fuentes de generación y el número de usuarios finales es superior por lo que se podría hacer un mejor uso de la integración de la gestión de la demanda (Schwaegerl, 2009).

El criterio de decisión de cual μR implementar dependerá de las condiciones regulatorias predominantes en Colombia referentes al tema de las μR . En la actualidad, los agentes distribuidores en Colombia pueden tener activos de generación (CREG 095 de 1995), por esta razón, si las condiciones regulatorias no se modifican, la implementación de las μR se regiría por un modelo monopólico de los agentes distribuidores.

En un modelo monopólico, la μR se construye principalmente para afrontar problemas de calidad de la potencia eléctrica o para aplazar expansiones en la red de distribución dado la compensación de potencia reactiva que puede entregar la μR (Hatziaargyriou, 2009).

Por lo tanto, en modelo monopólico prima las condiciones técnicas debido a que la regulación vigente no les permitiría tener un mercado local exclusivo para la μR que pudiera competir con el mercado mayorista (CREG 025, 1995). Además en el modelo monopólico, la integración activa de la demanda no es una prioridad debido a que el agente distribuidor tendría que implementar tarifas diferenciales y sus ingresos pueden disminuirse en caso de que la demanda pudiera escoger entre comprar la energía local de la μR o la energía del mercado mayorista (Schwaegerl et al., 2009).

Otra opción para la sostenibilidad económica de las μR es a través de la provisión de servicios complementarios como arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia para el SEP central (Appen et al 2011). Proveer servicios complementarios usando μR es un desafío regulatorio para Colombia puesto que se tendría que modificar aspectos procedimentales e invertir en equipos modernos de medición y control. A continuación se listan los cambios estructurales que debe hacerse a la regulación colombiana para que sea viable la provisión de servicios complementarios por medio de μR en Colombia.

1. Cambiar la estrategia operativa de los procesos de restablecimiento: En la actualidad, las guías de restablecimiento de todas las áreas operativas empiezan arrancando las centrales de generación, luego se interconectan las plantas de generación con las redes de transmisión y finalmente se conectan las redes de distribución y los usuarios finales.
2. Gestión activa de la demanda: Permitir la participación de la demanda a través de tarifas diferenciales para los usuarios que permitan desconexiones en caso de emergencia. De esta manera, se podría tener reserva de potencia activa y prestar servicios de control de frecuencia. En caso del servicio de control de tensión, la demanda también puede ser utilizada como proveedora a través de la utilización de cargas especiales como vehículos eléctricos y plantas auxiliares de generación (Morris et al; 2011). Para implementar la participación activa de la demanda es necesario invertir en equipos modernos de medición y comunicaciones para que el usuario final pueda saber en qué momento es propicio desconectarse (IEEE.Std 2030, 2011). Además, se debe regular el tema remunerativo de manera

que la participación de la demanda sea estable a largo plazo, ya que esto a su vez, permitiría aplazamientos en la inversión de expansión de la generación y en las redes de transmisión y distribución del SEP central.

5.6 Síntesis

La operación por μR se presenta como una alternativa de operación de las PCHs. Los sistemas de control convencionales que se adaptan en la actualidad a las PCHs operan satisfactoriamente cuando funcionan interconectados del sistema; sin embargo, esos sistemas de control no permiten una operación aislada del sistema. Por lo tanto, para lograr una operación exitosa por μR de las PCHs, se requiere un sistema de control que opere en dos estados: Interconectado (en este estado permanece la mayor parte del tiempo) y Aislado (este estado se utiliza cuando se presentan fallas en el sistema de suministro o mantenimientos programados).

En esta investigación se proponen dos formas de operación por μR para una subred de distribución de Colombia, la decisión final de la alternativa de operación seleccionada debe considerar: índices de confiabilidad actual, relación Beneficio/Costo, áreas de afectación y topología del circuito entre otros. Independientemente de la selección, el sistema de control estudiado presenta un buen comportamiento y las variables del sistema permanecen dentro de los rangos permitidos de operación, así pues se observa que este tipo de operación es viable. No obstante, se deben realizar otros estudios sobre el sistema (coordinación de protecciones, análisis de falla, estado estable) que permitan verificar totalmente la operación del circuito.

La operación por μR en Colombia no cuenta con una política regulatoria que incentive esta operación; por lo tanto los inversionistas seguirán construyendo PCHs con sistemas de control convencionales que no permiten la operación en modo isla y por ende, se está perdiendo la posibilidad de tener un SEP flexible y con un mayor índice de seguridad en el suministro de electricidad. Es necesario, entonces promover estudios relacionados con políticas regulatorias que permitan a Colombia, avanzar en el tema de la planeación de la μR y el estudio de las redes inteligentes.

Un elemento fundamental a la hora de diseñar políticas regulatorias en el tema de la planeación de μR es la participación activa de la demanda. La participación activa de la demanda permite un mayor aprovechamiento de los recursos de generación a través de desconexiones voluntarias de la demanda. Además, la demanda dentro de una μR con equipos de medición y control con teledatada puede prestar servicios de soporte técnico como el control terciario de frecuencia y el control de tensión, de esta manera, se aumentaría la confiabilidad y se optimizaría la utilización de los recursos propios de la μR .

En resumen, para que el SEP colombiano pueda aumentar la flexibilidad, estabilidad y continuidad del suministro de electricidad, es necesario promover, implementar y regular la operación en forma de μR y de esta manera, modernizar la operación del SEP y lograr ganar múltiples beneficios (técnicos, económicos, ambientales y sociales) para todos los agentes de la cadena de suministro.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y FUTUROS DESARROLLOS

En este capítulo se presentan las principales conclusiones, se destacan las más importantes contribuciones y se proponen futuros desarrollos. Por último, se enumeran los artículos que han sido puestos a consideración de la comunidad académica.

6. Conclusiones y futuros desarrollos

6.1 Conclusiones generales

Las conclusiones generales encontradas en esta tesis de doctorado son construidas a partir los objetivos específicos, y finalmente se recogen considerando el objetivo general. A continuación se lista cada objetivo específico y posteriormente se explican los resultados y aportes reunidos en esta tesis doctoral.

Objetivo específico 1: Determinar aspectos fundamentales que deben tenerse en cuenta para el diseño de políticas regulatorias asociadas a la prestación de los servicios complementarios en mercados desregulados.

- Investigaciones relacionadas con la prestación de los servicios complementarios se han concentrado en temas específicos generalmente técnicos; donde generalmente se ignoraba las relaciones entre los aspectos técnicos, los costos de implementación y las condiciones de mercado propios de cada servicio complementario. En esta tesis se ha presentado una propuesta y evaluación que contempla elementos técnicos y económicos de los servicios complementarios de arranque autónomo, control de tensión y control de frecuencia. Adicionalmente, se han analizado esquemas de mercado utilizados a nivel mundial para remunerar dichos servicios complementarios, con el propósito de identificar las falencias o desafíos que en este tema debe asumir el regulador del SEP colombiano.

Los principales desafíos están relacionados con la inclusión de nuevas tecnologías en áreas de las comunicaciones, medición y control que le permita al SEP colombiano estar a la vanguardia con técnicas de rápida respuesta en la provisión de los servicios complementarios (Carvajal et al., 2013a). Las nuevas tecnologías en el control de frecuencia, control de tensión y arranque autónomo permiten un mayor apoyo a la operación de los SEP y aseguran un aceptable nivel de seguridad y calidad del suministro de electricidad en Colombia.

Otro desafío importante es utilizar PCH para la provisión de los servicios complementarios, como GD. La integración de la GD que utilice recursos renovables permite disminuir el impacto ambiental procedente de la generación de energía eléctrica. En este trabajo doctoral se demuestra la factibilidad de la provisión del control de tensión y control de frecuencia operando en modo isla.

Objetivo específico 2: Desarrollar modelos de simulación genéricos para cada servicio complementario que permita relacionar aspectos, técnicos, económicos y regulatorios.

La elaboración de los modelos de simulación se ha abordado principalmente teniendo cuenta los desafíos y propuestas encontradas en la realización del primer objetivo específico. A continuación se explica cuáles fueron los elementos fundamentales en la elaboración de los modelos de simulación para el estudio de cada servicio complementario

- Servicio de Arranque Autónomo (SAA): En esta tesis doctoral se ha determinado que el SAA puede ser provisto a través de un mercado secundario con condiciones de licitación y penalizaciones establecidas. Para adjudicar los contratos se ha propuesto que la estructura de mercado sea tipo subasta, las cuales deben tener intervalos de tiempo regulares con el fin de lograr un mercado del SAA dinámico y competitivo (Carvajal y Arango, 2011c).

Para evaluar dicho mercado propuesto se ha elaborado un modelo de simulación en DS, el cual ha permitido crear un modelo de gestión, con el cual se ha podido establecer factores que pueden ocasionar fluctuaciones y desequilibrio en el mercado propuesto.

Los retardos han sido identificados como factores claves que afectan la estabilidad en el mercado del SAA. Los retardos en el mercado propuesto son reales debido a la necesidad de realizar estudios de viabilidad y adquisición de los equipos, así como de su instalación física. A medida que se aumenta los tiempos en la adquisición, construcción, verificación y puesta en marcha del SAA, ocurre en el siguiente periodo de contratación, un comportamiento oscilatorio en las inversiones, por lo que se pone

en riesgo, la continuidad de las inversiones que afecta directamente la cantidad de arranque autónomo disponible en el SEP.

- Servicio de control de tensión: Existe una propuesta en la literatura de proveer este servicio complementario a través de la GD (Braun, 2008). Para analizar dicha propuesta se ha verificado la viabilidad de la misma, realizando un estudio técnico que ha consistido en utilizar los datos de una porción de la red de distribución y subtransmisión del área operativa Caldas, Quindío y Risaralda del SEP colombiano. La subred de distribución escogida tiene instalada Pequeñas Centrales Hidroeléctricas instaladas en los años cincuenta del siglo pasado, existen proyectos en la zona para la instalación de tres PCH nuevas y hay recursos hídricos disponibles para aumentar esta capacidad de GD (UPME, 2012).

La subred escogida es simulada en un software especializado en redes eléctricas llamado PowerWorld Simulator® con el fin de realizar pruebas de porcentaje de pérdidas eléctricas, regulación y estabilidad de tensión con y sin GD en los nodos con tensiones por fuera de rango (XM; 2011).

El análisis técnico previo ha permitido a través de la simulación, determinar que la GD permite aumentar la tensión en el nodo donde se instala y en nodos cercanos. Además, se ha encontrado los valores propios de la red para identificar en que nodos existe problemas de estabilidad de tensión. El estudio de estabilidad de tensión ha permitido a través de la elaboración de las curvas PV observar un mejoramiento importante en dicha estabilidad luego de instalar GD de 1 MW (Carvajal et al., 2011a).

Luego del estudio técnico, se ha analizado la opción de proponer un mercado para la prestación del servicio de control de tensión en redes de distribución. Sin embargo, en sistemas desregulados de electricidad como en SEP Colombiano, los agentes generadores son propietarios y operadores simultáneamente, lo que dificulta crear un mercado secundario del servicio de control de tensión proveniente de GD ya instalada.

Al determinar que no es posible actualmente proponer un mercado en este servicio complementario, hasta que no se aumente la capacidad instalada de GD proveniente de agentes generadores privados. Se ha decidido que el modelo de simulación debe estar enfocado al estudio de la difusión de la GD para que en un futuro se pueda dar condiciones equitativas de mercado.

El modelo de simulación se ha realizado en DS partiendo de la estructura básica del modelo de difusión de Bass (Bass, 1969), la cual es comúnmente utilizada para estudiar posibles determinantes que afecten la adopción de una tecnología en el tiempo. Las políticas de difusión propuestas tienen como principal argumento la creación de incentivos ambientales y técnicos que permitan mejorar la rentabilidad para asegurar una mayor inversión en GD proveniente de PCH (Carvajal et al., 2011b).

- Servicio de control de frecuencia: El enfoque en la investigación para la provisión de este servicio ha sido la operación de los SEP con la inclusión de islas eléctricas ó μR . Las tendencias actuales están promoviendo que en caso de una falla, el SEP debe estar preparado para operar en modo isla. Las islas eléctricas tienen la ventaja que en caso de una falla el usuario final no se enteraría pues su suministro de electricidad continuaría normalmente.

Las μR son SEP a menor escala, los cuales están expuestos a fallas y desconexiones de igual manera que el SEP interconectado central. La diferencia es que el SEP tiene instalados los equipos de control de frecuencia en los grandes generadores dado que son estos, los que aportan mayor inercia y en caso de una falla, su aporte es más significativo que los generadores distribuidos.

La GD son generadores a pequeña escala (menores a 20MW) ubicados cerca a la demanda final por lo que se facilita la creación de subsistemas proveedores de electricidad independientes del SEP central llamadas μR que pueden operar aisladamente. Para mantener la frecuencia y la tensión constante dentro de una μR que opere aisladamente es necesario instalar equipos de control primario de frecuencia y tensión en las unidades de generación.

El controlador de frecuencia permite estar preparados para que en caso de ocurrir desconexiones intempestivas de la generación y de la demanda, se pueda mantener el equilibrio entre la potencia generada y potencia demandada y el control de tensión es importante para mantener la regulación de tensión y gestión de reactivos y evitar colapsos de tensión dentro de la μR .

En esta tesis se ha diseñado una plataforma de modelamiento de una μR que permite estudiar la efectividad de controladores de frecuencia y tensión con características propias, tales como el uso de generadores síncronos y demanda predominantemente residencial. Adicionalmente, se analiza en la μR virtual una propuesta de controladores de frecuencia y tensión electrónicos-análogos. La plataforma fue implementado en SimPowerSystem, el cual es un paquete computacional de MATLAB que permite planear o reproducir una μR existente, considerando elementos tales como: generadores síncronos y asíncronos, redes eléctricas, cargas, equipos de medición y control.

La creación de una μR virtual ha permitido evaluar condiciones técnicas fundamentales, como la frecuencia y la tensión. Además, los experimentos de simulación han mostrado la necesidad de controladores electrónicos y una participación activa de la demanda dentro de una μR .

Objetivo específico 3: Evaluar por medio de los modelos genéricos políticas regulatorias considerando características propias del mercado colombiano.

Los modelos de simulación propuestos para cada servicio complementario han sido utilizados para la evaluación de las propuestas considerando las condiciones técnicas, económicas y regulatorias actuales del SEP colombiano. A continuación se explica cuáles fueron los elementos fundamentales en la elaboración de los modelos de simulación para el estudio de cada servicio complementario.

- Servicio de Arranque Autónomo (SAA): El modelo dinámico propuesto para el SAA ha mostrado que el mecanismo basado en un mercado proporciona incentivos para

asegurar suficiente capacidad de arranque autónomo durante un periodo determinado (Carvajal y Arango, 2011c).

Se propone que el sistema de remuneración impuesto por el regulador tenga en cuenta los costos reales del SAA. Se debe considerar los costos de operación y mantenimiento de los bienes e instalaciones, cuyos costos son más elevados en las centrales térmicas con respecto a la misma capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas. En caso de que el regulador establezca una tarifa estandarizada sin tener en cuenta la diferencia de costos, puede haber una remuneración excesiva para las centrales hidroeléctricas o una remuneración insuficiente en las centrales térmicas. Los dos extremos perjudicaría la demanda de energía eléctrica, debido a que una remuneración excesiva para el SAA obligaría al usuario a pagar un alto costo por el servicio y una remuneración insuficiente reduciría la participación de las centrales térmicas, ocasionando que el operador del SEP cuente con menos recursos para un proceso de restablecimiento (Carvajal et al; 2013b).

- Servicio de control de tensión utilizando GD: La GD estudiada en el modelo de difusión proviene de PCH, la cual es una energía limpia de alta implementación en Colombia. Sin embargo, las plantas existentes, instaladas hace aproximadamente 60 años presentan altos costos OPEX, debido a que dichas plantas mantienen en procesos de reparación debido a la obsolescencia de las mismas. Una propuesta es invertir en equipos modernos que utilicen técnicas de automatización las cuales permiten programar los mantenimientos y disminuir los costos por administración dado que se disminuye la necesidad de operadores permanentes (Carvajal et al; 2011a). Para aumentar la rentabilidad de las PCH también se propone implementar incentivos ambientales y técnicos en zonas donde la instalación de la GD permita mejorar la regulación de tensión y realizar gestión de reactivos. Los resultados de las simulaciones han mostrado como se ve mejorada la rentabilidad de las PCH a través de dichos incentivos y se observas un consecuente crecimiento en la instalación de este tipo de plantas generadoras (Carvajal et al; 2011b).
- Servicio de control de frecuencia en μR : La μR creada virtualmente en SimPowerSystem ha sido implementada utilizando datos reales de una subred de

una red de distribución de la zona CQR del SEP Colombiano. La μR virtual ha permitido determinar qué elementos son fundamentales para que una subred actual pueda operar en modo de μR aislada dentro de un SEP. A continuación se listan las principales necesidades que han sido encontradas con la μR virtual.

1. Falencias en equipos de control de generación: La operación en modo de μR aislada necesita contar con equipos modernos de control de la frecuencia y la tensión igual que un SEP. En Colombia, la regulación exige control primario de frecuencia en los generadores que participan en el mercado diario cuya capacidad de generación supera los 20MW, por lo tanto, la GD en general, no cuenta con equipos de control primario de frecuencia y tensión necesarios para la operación continua en modo de μR aislada.
2. Falencias en equipos de arranque autónomo: Las μR luego de una falla pueden desconectarse y es importante por ello que las μR cuenten con equipos de restablecimiento tales como plantas de emergencia y equipos de medición que permitan disminuir el tiempo de la desconexión de los usuarios finales.
3. Deficiencias en equipos de medición en las plantas de generación y en los usuarios de la μR . Los equipos de medición actual generalmente no cuentan con telemedida y comunicación en tiempo real con el operador de la red.
4. No existencia de equipos y políticas regulatorias relacionadas con el control de la demanda: En la planeación de las μR es necesario considerar dinámicas diferentes de operación, específicamente en el tema de la participación activa de la demanda. La participación activa consiste en que la demanda puede conectarse y desconectarse de manera voluntaria según sean las necesidades de la μR en determinando momento. Estas medidas son conocidas como gestión de la demanda y buscan alentar a los consumidores a través de incentivos tarifarios, a que modifiquen su patrón de consumo para maximizar los recursos de generación y control dentro de la μR .

La reducción de la demanda mediante la creación de programas de gestión puede originar una reducción apreciable en los costos marginales de la generación y permite mayor confiabilidad en el suministro de electricidad. Lo anterior se debe a que la demanda de manera activa puede proveer servicios de soporte técnico tales como control terciario de frecuencia y control de tensión y reactivos.

La implementación técnica dentro de una μR de la participación activa de la demanda consiste en equipos de control y medición con teledatada que permita a los usuarios y al operador tener datos de consumo y necesidades de la μR en tiempo real.

La forma en que las μR en Colombia y las redes inteligentes pueden expandirse a través de políticas regulatorias; en particular incentivos a la penetración de energías renovables, la actualización de las redes de distribución y comunicaciones actuales y la creación de incentivos tarifarios para que se desarrolle una adecuada gestión de la demanda.

6.2 Futuros desarrollos

En esta tesis doctoral se han dejado varios temas que pueden ser ampliados en posteriores investigaciones. En esta sección se muestran los trabajos futuros principales derivados del trabajo.

Uno de los temas para futuros desarrollos está la incursión de los renovables para la provisión de los servicios complementarios es uno de ellos. En esta tesis se muestra a través de un caso de estudio en una subred de distribución que la GD proveniente de PCH es una opción válida para mejorar la estabilidad de tensión y realizar gestión de reactivos e la red. Sin embargo, se propone considerar la integración de otros tipos de energías renovables tales como la energía eólica y la fotovoltaica para la provisión de los servicios complementarios en los SEP actuales. La energía eólica y solar se caracterizan por ser energías intermitentes, por lo que eran hasta hace un par de años descartadas para prestar servicios de soporte técnico. Sin embargo, nuevos avances en electrónica

de potencia, específicamente en convertidores digitales permiten garantizar la misma salida de potencia activa y gestión de reactivos de manera constante.

Otro tema para trabajos futuros es la provisión de los servicios complementarios a través de la demanda. En la actualidad la demanda tiene un comportamiento pasivo en la operación de los SEP. No obstante, la entrada de las redes inteligentes permite un papel fundamental para la demanda ya que se tendrían avances en la medición y gestión de datos en tiempo real, para prestar servicios de control terciario de frecuencia y control de tensión a través de la conexión y desconexión voluntaria.

Las redes inteligentes también prometen la provisión de servicios complementarios en los SEP a través de la operación en modo de islas o microrredes (μR). Las μR son una forma de operación de los SEP que se proyectan en el futuro cercano (IEEE Std 1547.4, 2011). La recomendación general para continuar este trabajo de investigación está direccionada hacia la provisión de los servicios complementarios teniendo en cuenta los siguientes escenarios posibles de operación.

1. Operación en forma aislada de las μR : En este tipo de operación los servicios complementarios tendrán un componente técnico importante debido a que la rapidez y eficacia de los equipos de control son fundamentales para mantener este tipo de operación.
2. Operación en paralelo de las μR con el SEP central: En este tipo de operación, las μR se convierten en redes de apoyo para disminuir las desconexiones totales del SEP central. El desarrollo de este tipo de operación depende de políticas regulatorias eficientes que impulsen la modernización a gran escala del SEP actual.

La Tabla 6-1 muestra los trabajos futuros propuestos para cada servicio complementario teniendo en cuenta los dos tipos de operación que es posible darse con la inclusión de las μR en los SEP.

Tabla 6-1: Trabajos futuros propuestos para cada servicio complementario teniendo en cuenta la operación dentro de la μR y la operación como soporte al SEP central (Fuente: Elaboración propia).

	SAA	Control de tensión	Control de frecuencia
μR aislada	Estudiar procesos de restablecimiento en μR que utilicen energías no continuas como la solar y la eólica.	Estudiar políticas de decisión que permitan que cargas especiales de los usuarios como carros eléctricos puedan proveer este servicio	Determinar aspectos técnicos, económicos y regulatorios para promover la gestión activa de la demanda en el control secundario de frecuencia por seguimiento de carga y control terciario de frecuencia a través de cambios en el despacho programado
μR en paralelo con el SEP central	Analizar las condiciones operativas y regulatorias que permitan realizar procesos de restablecimiento del nivel de baja tensión hasta el nivel de extra alta tensión	Determinar las condiciones técnicas, económicas y regulatorias necesarias para que las μR puedan proveer servicios de gestión de reactivos y servicios de conexión y desconexión automática del SEP.	

6.3 Discusión académica

- **Artículos revistas científicas:** Esta tesis de investigación cuenta con cinco publicaciones en revistas clasificadas con la mayor distinción (A1). En el Anexo 4 se muestra una copia de los cinco artículos, los cuales se listan a continuación:

1. S. X. Carvajal, S. Arango, E. Larsen. Evaluation of Payments Proposal for BlackStart Services in the Colombian Electricity System: A System Dynamics Approach. International journal of Electrical Power & Energy Systems. Vol. 53, pp. 382-389. 2013.
2. S.X. Carvajal, J. Serrano, S. Arango. Colombian ancillary services and international connections: Current weaknesses and policy challenges. Energy Policy. Vol. 52, pp. 770-778. 2011.
3. S. Carvajal-Quintero, A. Arango-Manrique, S. Arango-Aramburo, Camilo Younes -Velosa. A study of incentives to increase the use of DG in Colombia based on a System Dynamics modeling. Ingeniería e Investigación. Vol. 31, No.2, pp. 58-65. 2011.

4. A Arango Manrique, S Carvajal-Quintero, S. Arango-Aramburo. Contribution of distributed Generation to Voltage control. *Ingeniería e Investigación*. Vol. 31, No.2, pp. 153-158. 2011.
5. S Carvajal Quintero, S. Arango Aramburo. Simulation to asses a payment for Black Start service in Colombia. *Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquía*. No.59, pp. 267-276. 2011.

Artículos publicados en ponencias

1. Carvajal S., Arango S. Evaluación de una propuesta remunerativa para el servicio de arranque autónomo en el SIN mediante dinámica de sistemas. Evento Internacional: V Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica. SICEL, Bogotá 2009.
2. Carvajal S, Arango S. Evaluación de un esquema de remuneración del servicio de arranque autónomo consimulación. Evento Internacional: Congreso Internacional en Alta tensión y aislamiento eléctrico. ALTAE, Medellín 2009.
3. Larsen E., Arango S., Carvajal S. Evaluating Black-Start Payment Proposals. ALIO-INFORMS Joint International Meeting, Buenos Aires, Argentina, June 6-9, 2010.
4. Arango S, Carvajal S. Management of Voltage Control Using Distributed Generation in the Colombian Power System: a system dynamics approach. System Dynamics conference, Washington, DC, USA, July 24 – 28, 2011.
5. Carvajal S, Arango S. Utilizing System Dynamics to Assess the Impact of Use Distributed Generation to Provide Voltage Control in the Colombian Electrical Grid. IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2011.

-
6. Arango A, Carvajal S, Arango S. Contribution of Distributed Generation to Voltage Control. VI Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica. Asunción, Paraguay 2011.
 7. Arango A, Carvajal S, Arango S. A Study of Incentives to Increase the Use of DG in Colombia Based on a System Dynamics model. VI Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica. Asunción, Paraguay 2011.
 8. Arango A., Carvajal S., Arango S. Evaluation of incentives for Voltage and Reactive Control using Distributed. IEEE SIFAE & CE 2012. Tercer Simposio Internacional en fuentes alternativas de energía y calidad energética.
 9. Marín J., Carvajal S., Arango S. Generation in the Colombian Electricity System: A System Dynamics Approach IEEE SIFAE & CE 2012. Tercer Simposio Internacional en fuentes alternativas de energía y calidad energética.
 10. Marín J., Carvajal S., Arango S. Fuzzy Frequency Controller for AGC in a Microgrid". IEEE SIFAE & CE 2012. Tercer Simposio Internacional en fuentes alternativas de energía y calidad energética.
 11. Marín J., Carvajal S., Arango S. Diffusing Distributed Generation in the CQR Sub-network of the Colombian Power System: A System Dynamics Approach. IEEE PES T&D LA 2012 con. Transmission and Distribution Latin America Conference. September 3-5, 2012 / Montevideo – Uruguay.
 12. Marín J., Carvajal S., Arango S. Feasibility of Intentional Islanding operation with Small Hydropower Plants. IEEE PES T&D LA 2012 con. Transmission and Distribution Latin America Conference. September 3-5, 2012 / Montevideo – Uruguay

13. Otras Actividades

- Proyecto de investigación: **“MODELAMIENTO PARA EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE CRECIMIENTO DE MEDIANO Y LARGO PLAZO DE ISA”.**

Bibliografía

- Abdorreza R., Heidar A. y Nima A., 2009. Reactive power pricing problems & a proposal for a competitive market. *IEEE power & energy magazine*, Volumen 1, pp. 18-32.
- Adibi M.M. y Fink L.H., 2006. Overcoming Restoration Challenges associated with Major Power System disturbances. *IEEE Power & Energy magazine*, pp. 68-77.
- Adibi, M. M., 1994. Special consideration in power system restoration the second working group report. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volumen 9, pp. 15-21.
- Adibi, M. M., 2000. Power system restoration_ Methodologies & Implementation strategies. *IEEE press series on power engineering*.
- Adibi, M. M., 2009. *Restablecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Bogotá Colombia, Conferencia XM.
- AEMO, 2011. *Guide to Ancillary Services in the National Electricity Market*. [En línea] Available at: <http://www.aemo.com.au/~media/Files/Other/electricityops/0160-0048%20pdf.pdf>
- Afshar, K., 2007. A method for reserve clearing in disaggregated model considering lost opportunity cost. *Electric Power Systems Research*, Volumen 78, p. 527–538.
- Alaywan, Z., 2000. Evolution of the California Independent System Operator Markets. *The Electricity Journal*, Volumen 1, pp. 69-83.
- Anastasiadis A., Tsikalakis A. G. y Hatziargyriou N. D., 2010. Operational and Environmental Benefits Due to Significant Penetration of Microgrids and Topology Sensitivity. *IEEE Conference*.
- Ancona, J., 1995. A framework for Power System restoration following a major power failure. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volumen 10, pp. 1480-1485.
- Andersson G., Donalek P., Farmer R., Hatziargyriou N., Kamwa I., Kundur P., Martins N., Paserba J., Pourbeik P., Sanchez – Gasca J., Schulz R., Stankovic A., Taylor C., Vittal V., 2005. *Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance*. s.l.:s.n.
- Appen A., Marnay B., Stadler M., Momber I. y Klapp D., 2011. *Assessment of the Economic Potential of Microgrids for Reactive Power Supply*. Korea, 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Shilla Jeju.
- Araci, I. J., 1983. *Introducción a la Dinámica de Sistemas*. Alianza Universidad Textos. Madrid: s.n.

- Arango S. y Larsen E., 2011. Cycles in deregulated electricity markets: Empirical evidence from two decades. *Energy Policy*, Volumen 39, pp. 2457-2466.
- Arango, S., 2007. Simulation for alternative regulation options in the Colombian electricity market. *Socio-Economic Planning Sciences*, Volumen 41, p. 305–319.
- Argot L. y Epple D., 1990. Learning Curves in Manufacturing. *Science, New Series*, Volumen 247, pp. 920-924.
- Assili M., Hossein M. y Reza D., 2008. An improved mechanism for capacity payment base on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment. *Energy policy*, Volumen 36, pp. 3703-3713.
- Barlas, Y., 1996. Formal Aspects of Model Validity and validation in System Dynamics. *System Dynamics Review*, Volumen 12, pp. 183-210.
- Barnes M. ;Kondoh J.; Asano H.; Oyarzabal J. ;Ventakaramanan G. ;Lasseter Robert ; Hatziargyriou N. ; Green Tim, 2007. Real-World MicroGrids- An Overview. System of Systems Engineering, 2007 SoSE '07. *IEEE International Conference on*, pp. 1-8.
- Barreto L. y Lemp, R., 2008. Inclusion of technology diffusion in energy-systems models: some gaps and needs. *Journal of Cleaner Production*, Volumen 16, pp. 95-101.
- Bass, F. M., 1969. A new product growth model for consumer durables. *Management Science*, Volumen 15, pp. 215-242.
- Bass, F. M., 2004. Comments on “a new product growth for model consumer durables” the bass model. *Management Science* 2004; vol 50, pp. 1833-1874. Supplement, December. *Energy Policy*;, Volumen 36, p. 138–162.
- BCHydro, 2006. *Distribution power generator islanding guidelines*. [En línea] Available at: <http://www.bchydro.com/info/ipp/ipp992.html>
- BCHydro, 2010. *35 kV and Below Interconnection Requirements for Power Generators*. [En línea] Available at: http://www.bchydro.com/etc/medialib/internet/documents/info/pdf/info_distribution_interconnection_requirements.Par.0001.File.DIR_May_2010.pdf
- Bhattacharyya, S. C., 2011. Energy economics: Concepts, Issues Markets and Governance. En: *Springer London Dordrecht.. Heidelberg, New York.*: s.n.
- Bolton M., Hill D., Kaye J., 2000. Designing Ancillary Service Markets for Power System Security. *IEEE Trans. On Power Systems*, Volumen 19, No.1, pp. 339-347.

- Botterud, A., Korpas, M., Vogstad, K., Wangensteen, I., 2002. A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market. En: *14th PSCC, Session 12, paper 4*. s.l.:s.n., p. 1–7.
- Braun, M., 2008. Reactive Power Supply by Distributed Generators. En: *IEEE Trans. On Power Systems*. s.l.:s.n., pp. 1- 8.
- British Electricity International, 1991. *British Electricity International, Modern power station practice: incorporating modern power system practice*. 3rd ed. Oxford: Pergamon: s.n.
- Bunn D. y Larsen E., 1992. Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behavior in the electricity market of England & Wales. *Energy Policy*, Volumen 29, p. 420–429.
- Bunn D. y Larsen E., 1994. Assessment of the uncertainty in future UK electricity investment using an industry simulation model. *Utilities Policy*, Volumen 4, p. 229–236.
- CAISO, 2012. *California Independent System Operator Corporation: Fifth Replacement Electronic Tariff*. [En línea] Available at: http://www.caiso.com/Documents/AppendicesC-F_2012-01-11.pdf
- CAN, 2012. *Comunidad Andina de Naciones _ CAN: Integración eléctrica*. [En línea] Available at: http://www.comunidadandina.org/public/e_cap2.pdf
- Caramia P., Carpinelli G. y Verde P, 2009. *Power Quality Indices in liberalized Markets*. United Kingdom: Wiley.
- Carvajal S. X., Arango A., Arango S., 2011a. Contribution of distributed Generation to Voltage control. *Ingeniería e Investigación*, Volumen 31, No.2, pp. 153-158.
- Carvajal S.X. y Arango S, 2011c. Simulation to asses a payment for Black Start service in Colombia. *Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquía*, Volumen No.59, pp. 267-276.
- Carvajal S.X., Arango A., Arango S., 2011b. A study of incentives to increase the use of DG in Colombia based on a System Dynamics modeling. *Ingeniería e Investigación*, Volumen 31, No.2, pp. 58-65.
- Carvajal S.X., Arango S., Larsen E., 2013b. Evaluation of a Payments Proposal for Blackstart Services in the Colombian Electricity System: A System Dynamics Approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Aprobado. En proceso de publicación.
- Carvajal S.X., Arango S., Serrano J., 2013a. Colombian ancillary services and international connections: Current weaknesses and policy challenges. *Energy Policy*, Volumen 52, pp. 770- 778.

- Carvajal S.X., Marín J.D. y Arango S, 2012. Feasibility of Intentional Islanding operation with Small Hydropower Plants. *IEEE Transmission and Distribution Conference Power and Energy Society PES*, 3 al 5 Septiembre. Montevideo, Uruguay.
- Caspary, G., 2009. Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. *Energy Economics*, Volumen 31, p. 443–449.
- CHEC, 2011. *Estudio de viabilidad de las plantas menores para las pequeñas centrales hidroeléctricas de propiedad de la CHEC*, s.l.: CONTRATO NO.177.08.
- CHEC, 2012. *Estudio técnico migración de usuarios a nivel de tensión superiores (MUNTS)*, s.l.: Central Hidroeléctrica de Caldas. <http://www.chec.com>.
- Checa, L., 2000. *Líneas de Transporte de Energía*. Barcelona, España: Alfaomega.
- Chichilnisky, G., 1993. The abatement of carbon emissions in industrial and developing countries. En: *International Conference of the Economics of Climate Change*. Paris: s.n.
- Choo Y:C., Muttaqi K. M. y Negnevitsky M., 2007. Stability of a Hydraulic Governor Turbine System for Isolated Operation. *In Proc. Power Engineering Conference*, pp. 1-6.
- Chowdhury S., Chowdhury S.P., Crossley P., 2009. Microgrids and Active Distribution Networks. En: *The Institution of Engineering and Technology*. London: United Kingdom.
- CIER, 2006. Comisión para la Integración Energética Regional CIER. EU–Latin America and the Caribbean experts seminar on energy. *Energy context and perspectives in Latin America; state of the art and challenges for EU-LAC cooperation*, 20-21 Abril. Brussels.
- CIER, 2011. *Comisión de Integración energética regional*. [En línea] Available at: [http://www.sitesgoogle.com.Presentacion_Regulacion_Sector Eléctrico 2011.](http://www.sitesgoogle.com.Presentacion_Regulacion_Sector_Electrico_2011)
- Claudy M., Michelsen C., O'Driscoll A., 2011. The diffusion of microgeneration technologies – assessing the influence of perceived product characteristics on home owners' willingness to pay. *Energy Policy*, Volumen 39, p. 1459–1469.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 016), 2009. *Por la cual se adopta la regulación aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo – TIE- entre Colombia y Ecuador, de conformidad con el Régimen Transitorio adoptado por la Decisión CAN 720.* [En línea] Available at: <http://www.creg.gov.co>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 023), 2001. *Modificación y adición de disposiciones contenidas en la Resolución CREG-025 de 1995, aplicables al servicio de*

Regulación Primaria de Frecuencia. [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 025), 1995. *Código de operación de redes.* [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 034), 2001. *Por la cual se dictan normas del mercado mayorista de energía.* [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 064), 2000. *Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.* [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 071), 2006. *Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.* [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG 097), 2008. *Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.* [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG Circular 087a), 2010. *Arranque autónomo en el Sistema Nacional Interconectado: Propuesta de reglamentación.* [En línea]

Available at:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/\\$FILE/CIRCULAR087-2010%20anexo3.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/$FILE/CIRCULAR087-2010%20anexo3.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2005. *Gestión del flujo de potencia reactiva.* [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2012. *Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende establecer las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables en el Sistema Interconectado*

- Nacional*. [En línea]
Available at: <http://www.creg.gov.co>
- Consejo Nacional de Operación (CNO 158), 2001. *Por el cual se aprueban Protocolos para medición de Estatismo y Banda Muerta de algunas Unidades de Generación del SIN*. [En línea]
Available at: <http://www.cno.gov.co>
- Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET), 2011. *Interconexiones Internacionales*. [En línea]
Available at: http://www.foroscidet.org/.../29-nov-Camilo_Quintero-TIES-M
- Corredor P. H. y Ruiz M. E., 2011. Against all odds. *Power & Energy Magazine IEEE*, Volumen 9, pp. 59-66.
- Corsi S., Marannino P., Losignore N., Moreschini G. y Piccini G, 1995. Coordination between the reactive power scheduling function and the hierarchical voltage control of the EHV ENEL system. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volumen 10 (2), pp. 686-694.
- Cossent R., Gomez T, Frías P., 2009. Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory Recommendations under a European perspective. En: *Energy Policy*. s.l.:Elsevier, p. 1145–1155.
- Costa P., Matos M., Pecas-Lopes J.A., 2008. Regulation of microgeneration and microgrids. *Energy Policy*, Volumen 1, pp. 3893-3904.
- Custem T. y Vournas C, 2008. Voltage stability of electric power system. New York, Springer Science + Business media.
- Da Silva, Hedgecock J., Mello C. y Da Luz J. 2001. Practical Cost-Based Approach for the Voltage Ancillary Service, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 16, pp. 806-812.
- DeCanio S. J. y Fremstad A., 2011. Economic feasibility of the path to zero net carbon emissions. *Energy Policy*. Vol. 39, pp. 144–1153.
- DG_Project, 2010. http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/DG-GRID/Results/WP1/d1_skytte_regulatory-review-and-international-comparison-of-eu-15-member-states.pdf.
- Dicorato M., Forte G., Trovato M. 2009. A procedure for evaluating microgrids technical and economic feasibility issues. *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucarest, Romania.
- Dyner I. y Larsen E., 2001. From planning to strategy in the electricity industry. *Energy policy*. Vol. 29, pp. 1145-1154.
- Dyner I., Franco C.J. y Arango S., 2008. El mercado mayorista de electricidad colombiano. Medellín, Colombia.
- Edminister J y Nahvi M., 1997. Circuitos Eléctricos. Madrid, España. McGraw-Hill.

- Faber A., Valente M, Janssen P. 2010. Exploring domestic micro-generation in the Netherlands: An agent-based demand model for technology diffusion. *Energy Policy*. Vol. 38, pp. 2763–2775.
- FENIX, 2009. The FENIX project: Integration of Renewables and Distributed Generation in Networks through aggregation. http://ec.europa.eu/research/conferences/2009/smart_networks/pdf/fenix.pdf
- Ford, A. 1997. System Dynamics and the electric power industry. *System Dynamics Review*. Vol. 13, pp. 57-85.
- Ford A., 1999. Estimating the impact of efficiency standards on the uncertainty of the Northwest electricity system. *Operations Research* 38(4), 580–97.
- Ford A., Vogstad K. y Flynn H. 2007. Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind. *Energy Policy*. Vol. 35, pp. 91–111
- Galiana F., Bouffard F., Arroyo J. y Restrepo J., 2005. Scheduling and pricing of coupled energy and primary, secondary, and tertiary reserves, *Proceedings of the IEEE*. Vol. 93, pp. 1970-1983.
- Gallego L., Duarte O., Torres H., Vargas M., Montaña J., Pérez E., Herrera J., y Younes C., 2004. Lightning risk assessment using fuzzy logic. *Journal of Electrostatic*, pp. 233-239.
- Gellings C., Samotyj M. y Howe B. 2004. The Future's Smart Delivery System. *IEEE Power & Energy Magazine*, vol 2, pp. 40-48.
- Gomes P., 2004. New Strategies to Improve Bulk Power System Security: lessons learned from Large Blackouts. *Power Engineering Society General Meeting*, Denver, Colorado. USA.
- Gómez-Expósito, A. 2002. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Madrid, España. ISBN 94-481-3592-X. McGraw-Hill.
- Grainger J. y Stevenson W. 2001. *Análisis de Sistemas de Potencia*. New York; London: McGraw-Hill.
- Gross, G. 2006. Reactive Support and Voltage Control Service: Key Issues and Challenges, *IEEE MELECON*, Benalmádena (Málaga), Spain.
- Hamachi K. y Eto J., 2006. Cost of power interruptions to electricity consumers in the United States (U.S.). Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Hao S. y Papalexopoulos A., 1997. Reactive power pricing and management, *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 12, pp. 95-104.
- Havel P., Horáček P., Cerný V. y Fantík J., 2008. Optimal Planning of Ancillary Services for Reliable Power Balance Control. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 23, pp. 1375-1382.
- Hingorani N. y Gyugyi L., 2000. *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. New York, N.Y.: IEEE Press, 2000.
- Hirst E. y Kirby B., 1998. *Unbundling Generation and Transmission Services for Competitive Electricity Markets: Ancillary services*, ORNL/CON-454, National Regulatory Research Institute, Columbus, OH, USA.
- Hirst E., 2000. Maximizing Generator Profits across Energy and Ancillary- Services Markets. *The Electricity Journal*. Vol1, pp. 62 - 69 Elsevier.
- Hirst E., 2003. Integrated electricity markets in New York. *The Electricity Journal*. Vol 52, pp. 54 – 65.
- Hor C., Watson J y Majithia S., 2005. Analyzing the impact of weather variables on monthly electricity demand. *IEEE Transactions on Power System*. Vol. 20, pp. 2078-2085.
- Hydrotu, 2013. Double regulation hydro turbine PLC control Speed Governor for Kaplan hydro turbine-1019533.html . www.hydrotu.com/china-double_reg.

- IEEE Std 421.5, 2005. Revision of IEEE Std 421.5 1992, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.
- IEEE Std 1547.3, 2007. IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems, New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- IEEE Std 1547.2, 2008. IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.
- IEEE Std 1020, 2011. Energy Development and Power Generation Committee of the IEEE Power & Energy Society, USA.
- IEEE Std 1547.4, 2011. Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems.
- IEEE Std 2030, 2011. Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads.
- International Energy Agency (IEA), 2000. Experience Curves for Energy Technology Policy. Paris, Francia.
- International Energy Agency (IEA), 2002. Security of supply in electricity markets Evidence and policy issues. Paris, Francia.
- International Energy Agency (IEA), 2005. Learning from blackouts transmission system security in competitive electricity markets. Paris, Francia.
- International Energy Agency. (IEA), 2007. Contribution of renewables to energy security. Paris Francia.
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/so_contribution.pdf
- International Energy Agency (IEA), 2010. Renewable energy essentials: hydropower, (2012) Tech. Rep. [On line], Available: <http://www.ieahydro.org/reports/2010.pdf>.
- Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), 2001. Mecanismos para determinar la prestación efectiva del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia por parte de los generadores documento ISA-UENCND-01-085.
- Interconexión Eléctrica S.A. (ISA Traselca), 2009. Experiencias Latinoamericanas: Apagones y Restablecimientos. Bogotá, Colombia Julio de 2009.
- Interconexión eléctrica S.A. (ISA), 2011. ESTUDIO OPORTUNIDADES DE CONEXIÓN 2009 – 2013. DIRECCIÓN GESTIÓN REDGERENCIA TRANSPORTE DE ENERGÍA. Documento TE-2140-1103-2009.
http://www.bnamericas.com/company-profile/es/Interconexion_Electrica_S.A._E.S.P.-ISA.
- Isemonger A., 2007. The viability of the competitive procurement of Black Start: Lessons from the RTOS. The Electricity Journal. Vol. 52, pp. 60 – 67.
- Izquierdo L., Galán J.M., Santos J.I., Olmo R. 2008. Modelado de sistemas complejos mediante simulación basada en agentes y mediante dinámica de sistemas. EMPIRIA. Revista de Metodología de Ciencias Sociales. Vol. 16, pp. 85-112.
- Jaleeli N., Van Slyck L., Ewart D. Fink L y Hoffmann A. 1992. Understanding automatic generation control. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 7, pp. 1106-1122.
- Jamasb T. y Köhler J. 2007. Learning Curves for Energy technology: A critical Assessment. CWPE 0752 & EPRG 0723.

- Kadoya T., Sasaki T., Satoru I., Larose E., Sanford M., Graham A., Craing A., Keith C. 2005. Utilizing System Dynamics Modeling to Examine Impact of Deregulation on Generation Capacity Growth. *Proceedings of the IEEE*. Vol. 93, pp 2060-2068.
- Kahouli-Brahmi S., 2008. Technological learning in energy–environment–economy modelling: A survey. *Energy Policy*. Vol. 36, pp. 138–162.
- Kamwa I., Lefebvre D., Loud L. 2002. Small signal analysis of hydro-turbine governors in large interconnected power plants. *Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE Conference*. Vol 2, pp. 1178- 1183.
- Katiraei F.; Iravani R.; Hatziargyriou N.; Dimeas A. 2008. Microgrids management. *Power and Energy Magazine IEEE*, vol. 6, pp. 54-65.
- Khajjayam, R. y Feliachi, A. 2007. Impact of VAR Support on Electricity Pricing in Voltage Stability Constrained OPF Market Model”, *IEEE transaction power and energy*.
- Kezunovic M., Vittal V, Meliopoulos S., Mount T., 2012. Smart Research for Large-Scale Integrated Smart Grid Solutions. *IEEE Power & Energy Magazine*. Vol. 10, pp. 23-34.
- Kirschen D. 2004. Fundamentals of power system economics. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST), UK. John Wiley & Sons Ltd ISBN 0-470-84572-4.
- Kirschen D. y Strbac G. 2004. Why investment do not prevent blackouts. *The Electricity Journal*. Vol 17, pp. 29 – 36.
- Kosow I., 1991. *Electric Machinery and Transformers*. USA. Prentice Hall.
- Kroposki B., Lasseter R., Toshifumi I. Morozumi S., Papathanassiou S. y Hatziargyriou N., 2008. A look at Microgrids technologies and testing projects from around the word: making microgrids work. *IEEE Power & Energy Magazine*. Vol. 2, pp. 40-54.
- Kueck J., Kirby B., Rzy T., Li F y Fall N., 2006. Reactive Power from Distributed Energy. *The Electricity Journal*. Vol. 52, pp. 27-38.
- Kumbaroglu G, Reinhard M., Demirel M., 2008. A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. *Energy Economics*. Vol. 30, pp. 1882–1908.
- Kundur P., 1994. *Power system stability and control*. New York; London: McGraw-Hill.
- Kuzle I., Bošnjak D. y Tešnjak S., 2007. An overview of ancillary services in an open market environment. *Mediterranean conference on control and automation*. Atenas- Grecia. *Power and Energy IEEE*.
- Lasseter R. H. 2007. Microgrid and distributed generation. *Journal of Energy Engineering*. Vol 22, pp. 1–7.
- Lund P. 2006. Market penetration rates of new energy technologies. *Energy Policy*. Vol.36, pp. 3317–3326.
- Maalla E. L. B. y Kunsh P.L. 2008. Simulation of micro-CHP diffusion by means of System Dynamics. *Energy Policy*. Vol. 36, pp. 2308 – 2319.
- Makarov Y., Reshetov V., Stroeve V., Voropai N. 2005. Blackout Prevention in the United States, Europe, and Russia. *Proceedings of the IEEE*. Vol. 93, pp. 1942 – 1955.
- Maribu K.M., Firestone R. M., Marnay C. y Siddiqui A.S. 2007. Distributed energy resources market diffusion model. *Energy Policy*. Vol. 35, pp. 4471-4484.
- Martín J., 2003. *Teoría y ejercicios prácticos de dinámica de sistemas*. Barcelona España.
- Meade N. e Islam T. 2006. Modelling and forecasting the diffusion of innovation – A 25-year review. *International Journal of Forecasting*. Vol. 22, pp. 519–564.
- Michaels R. J. y Quan N. T., 2002. Market Power in California: Misunderstanding the opportunities. *The Electricity Journal*. Vol. 2, pp. 30-42.
- Mochón F., 2004. *Economía, teoría y política*. Madrid, España. McGraw-Hill.

- Mohamad H., Mokhlis H., Bakar A. H. A. y Ping H. W. 2011. A review on islanding operation and control for distribution network connected with small hydro power plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 15, pp. 3952 - 3962.
- Morris G.J., Abbey C. y Marnay C. 2011. A framework for the evaluation of the cost and benefits of microgrids. En *Cigre international symposium*.
- Motamedi y Firuzabad, 2007. Ancillary service markets. *IEEE Transaction On Power Systems*, vol.19, No.1, pp. 316-320.
- Muñoz A., 2004. Fundamentos para la constitución de un mercado común de electricidad. División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe CEPAL, Chile.
- Nagamatsua A., Watanabe C., Shumb K., 2006. Diffusion trajectory of self-propagating innovations interacting with institutions—incorporation of multi-factors learning function to model PV diffusion in Japan. *Energy Policy*. Vol. 34, pp. 411–421.
- National Grid Company United Kingdom (NGC), 2001. http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/black_start.pdf.
- National Grid Company United Kingdom (NGC), 2007. http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/Black_Start_Workshop01.pdf.
- National Grid Company United Kingdom (NGC), 2012. England System Operator. <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/balanceserv/systemssecurity/blackstart/>
- National Grid Company United Kingdom (NGC), 2012b. England System Operator <http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/ReactivePower/>.
- Neón, 2012. XM, Los Expertos en Mercados, Plataforma de datos Neón 2012. < <http://www.xm.com.co>>.
- North Cote J. y Wilson R. 2008. Control and Automation of Electrical Power Distribution Systems. Taylor & Francis, New York, USA.
- NTC 2050, 2012. Código Eléctrico Colombiano. ICONTEC, Colombia.
- NYSO, 2012. Ancillary services Manual. New York Independent System Operator. <http://www.nyiso.com/public/webdocs/documents/manuals/operations/ancserv.pdf>
- Olsina F., Garces F., Haubrich H., 2004. Modeling long-term dynamics of electricity markets. *Energy Policy* 34 (2006) 1411–1433. Elsevier.
- Papalexopoulos A. y Sing H., 2001. On the various design options for ancillary services markets. *IEEE transaction power and energy*. Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences.
- Papineau, M., 2006. An economic perspective on experience curves and dynamic economies in renewable energy technologies. *Energy Policy*. Vol. 34, pp. 422–432.
- Parida S., Singh S. y Srivastava S. 2009. Ancillary services Management Policies in India: An Overview and Key Issues. *The Electricity Journal*. Vol. 22, pp 88-97.
- Pecas Lopes J., Hatziaargyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N., 2007. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power System Research*. Vol.52, pp. 1189–1203.
- Pecas Lopes J, Moreira C, Resende F., 2012. Control strategies for microgrids for microgrids black start and islanded operation. Power Systems Unit INESC Porto - Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto.
- Pensilvania, New Jersey y Maryland (PJM), 2012. Open Access Transmission Tariff Accounting, Revision: 78, Manual:27, pdf. www.pjm.com/.

- Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R. y D'haeseleer W., 2005. Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*, Vol. 33, pp. 787-798.
- Pettersson F. y Söderholm P. 2009. The diffusion of renewable electricity in the presence of climate policy and technology learning: The case of Sweden. *Energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 13, pp. 2031–2040.
- PikeResearch, 2012. "Worldwide revenue from microgrids will reach \$17.3 billion by 2017," PikeResearch, Tech. Rep., 2012. <http://www.pikeresearch.com/newsroom/worldwide-revenue-from-microgrids-will-reach-17-3-billion-by-2017>
- Pourbeik P., Kundur P., Taylor C.W., 2006. The anatomy of a power grid blackouts: Root causes and dynamics of recent major blackouts. *IEEE Power & Energy magazine*. Vol. 1, pp. 22-29.
- PSERC, 2010. Power Systems Engineering Research Center (PSERC) White Paper. Future US energy infrastructure investment: large –scale integrated smart grid solutions. <http://www.pserc.org>.
- Purohit P, Kandpal T.C. 2005. Renewable energy technologies for irrigation water pumping in India: projected levels of dissemination, energy delivery and investment requirements using available diffusion models. *Renewable and sustainable Energy Reviews*. Vol. 9, pp. 592-607.
- Quadrat-Ullah H.y Davidsen P.I., 2001. Understanding the dynamics of electricity supply, resources and pollution: Pakistan's case. *Energy*. Vol. 26, pp.595–606.
- Raineri R., Ríos S., Schiele D., 2006. Technical and economic aspects of ancillary services markets in electric power industry: an international comparison. *Energy policy*. Vol. 34, pp. 1540-1555.
- Ramirez S. y Cano E., 2006. Calidad del Servicio de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales, pp. 300-320.
- Rao K. y Kishore V. V. N. 2010. A review of technology diffusion models with special reference to renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 14, pp. 1070–1078.
- Rebours Y., Kirschen D. y Trotignon M., 2007. Fundamental design issues in markets for ancillary services. *The Electricity Journal*. Vol., pp. 26-34.
- Rebours Y. 2008. A comprehensive assessment of markets for frequency and voltage control ancillary services. Tesis doctoral Universidad de Manchester.
- Rickerson W., Hanley C., Laurent C. y Greacen C. 2013. Implementing a global fund for feed-in tariffs in developing countries: A case study of Tanzania. *Renewable Energy*. Vol. 49, pp. 29-32.
- Rogers E. 2003. Diffusion of innovations. 5th ed. New York: The Free Press.
- Romero J. 2012. Blackouts Illuminate India's Power Problems Weak links in the grid prove difficult to fix. *IEEE spectrum*, pp. 11-12
- Rothwell G. y Gómez T. 2003. Electricity economics Regulation and deregulation. *IEEE Power Engineering*. Wiley Interscience.
- Rudnick H., 2012. Desafíos técnicos, económicos, ambientales y sociales de la expansión de los sistemas eléctricos en América Latina. 2012 Sixth IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), Septiembre 3-5 2012. Montevideo, Uruguay.
- Ruiz C., Orrego N., Gutiérrez J., 2008. The Colombian 2007 Blackout. Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America. IEEE/PES. Bogotá, Colombia.

- Salehi A., Azizi S., y Ranjbar A.M., 2011. Control of Microgrids: Aspects and Prospects, International Conference on Networking, Sensing and Control Delft, the Netherlands.
- Schwaegerl C, Tao L., Lopes J.P., Madureira A., Mancarella P., Anastasiadis A. Hatziaargyriou N., Krkoleva A., 2009. Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids. Report on the technical, social, economic, and environmental benefits provided by Microgrids on power system operation. STREP project funded by the EC under 6FP, SES6-019864.
- Sioshansi, F.P., 2011. Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy. USA. Elsevier.
- Silva, F. 2005. Modelo de formação de preços para services ancilares de reserve. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Brasília, Brasília, DF, xiv, 125p.
- Sioshansi F.P. y Pfaffebberger W., 2006. Electricity reform: an international perspective. Amsterdam: Elsevier.
- Sopha B. M, Klöckner C. A., Hertwich, E. G. 2011. Exploring policy options for a transition to sustainable heating system diffusion using an agent-based simulation. Energy Policy. Vol. 39, pp. 2722–2729
- Superintendencia de servicios públicos Republica de Colombia (SSPD), 2007. <http://www.superservicios.gov.co>>.
- Superintendencia financiera de Colombia (Superfinanciera), 2011. https://www.superfinanciera.gov.co/NormativaFinanciera/.../cc100_11.doc.
- Sterman J., 2000. Business Dynamics. Systems Thinking and Modeling for a complex Word. McGraw-Hill.
- Sterpu S., Besanger Y. y Hadsaid N., 2005. Ancillary services performance control in deregulated power systems. Power Engineering Society General Meeting, 2005. San Francisco, California, USA.
- Stoft S., 2002 Power system economics: Designing markets for electricity. ISBN 0-471-15040-1. IEEE Wiley Interscience
- Strezoski N., Katic A. y Janjic D., 2001. Voltage control integrated in distribution management system. Electric Power Systems Research. Vol. 60, pp.85-97.
- Taylor C.W., 1994. Power System Stability. California, USA. McGraw-Hill.
- Tovar J., Jiménez M., Gutiérrez G., 2005. Ancillary reactive power service allocation cost in deregulated markets: a methodology. Electrical Power and Energy Systems. Vol. 27, pp. 371–378.
- UCTE, 2004. UCTE Operation Handbook, Version 2.5E. Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE), Bruselas, Bélgica, 20 Julio 2004.
- Unidad de Planeación MineroEnergética (UPME), 2011. Plande Expansión dereferencia Generación -Transmisión 2004–2018. <http://www.upme.gov.co>.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2012. Plan de Expansión de ReferenciaGeneración – Transmisión2012-2025. www.upme.gov.co/Docs/Plan.../PLAN_COMPLETO_2012-2025.pdf.
- Vásquez J.C.; Guerrero J.M., Miret J., Castilla M y Garcia L. 2010. Hierarchical Control of Intelligent Microgrids. Industrial Electronics Magazine IEEE. Vol. 4, pp. 23-29.
- Venkataramanan G. y Marnay, C. 2008. A larger role for microgrids. Power and Energy Magazine. Vol 6, pp. 78-82.
- Wangensteen I., Boterud A. y Flatabo N. 2005. Power System Planning and Operation in International Markets—Perspectives From the Nordic Region and Europe. Proceedings of the IEEE. Vol. 93, pp. 2049-2059.
- Wildi T., 2006. Electric Machines. Prentice Hall. Estados Unidos.

- Wu T., Angelidis G. y Papalexopoulos A, 2004. Regional ancillary services procurement in simultaneous energy/reserve markets. Power Systems Conference and Exposition, 2004. New York USA.
- XM, 2003. Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano. Expertos en Mercados. Operador del sistema eléctrico interconectado colombiano. <http://www.xm.com.co>.
- XM, 2009. Seminario en Restablecimiento de Sistemas de Potencia, Bogotá, 13 al 15 de julio de 2009. Expertos en Mercados. Operador del sistema eléctrico interconectado colombiano. <http://www.xm.com.co>.
- XM, 2009a. Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano. Expertos en Mercados. Operador del sistema eléctrico interconectado colombiano. <http://www.xm.com.co>.
- XM, 2011. Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano. Expertos en Mercados. Operador del sistema eléctrico interconectado colombiano
<http://www.xm.com.co/BoletinXM/Pages/Informeadmonyoperadelmercado2011.aspx>
- Yebra J.A., 1987. Compensación de la potencia reactiva. McGraw-Hill, México.
- Yu X. y Tolbert L. M., 2006. Ancillary Services provided from DER with Power Electronics Interface. IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada.
- Yuen C, Oudalov A. y Timbus A. 2011. The Provision of Frequency Control Reserves From Multiple Microgrids. IEEE Transactions on industrial electronics. Vol. 58, pp. 173-182.
- Zapata C. J., 2010. Planning of Interconnected Power Systems Considering Security under Cascading. Submitted to the School of Engineering of Universidad de los Andes in partial fulfillment for the requirements for the Degree of Doctor in Engineering Outages and Catastrophic Events. Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.
- Zona Franca Andina, 2012.
http://www.zonafrancaandina.com/es/Infra_Detalle.php?ID_CONTENIDO=138
- Zoka Y., Sugimoto A., Yorino N., Kawahara y Kubokawa J. 2007. An economic evaluation for an autonomous independent network of distributed energy resources. Electric Power Systems Research. Vol. 77, pp. 831–838.
- Zuluaga, M. y Dyner, I. 2007. Incentives for renewable energy in reformed Latin-American electricity markets: the Colombian case. JCP - Journal of Cleaner Production. Vol 15, pp. 153-162.

A. Anexo sobre aspectos técnicos de los servicios complementarios

A.1. Relación entre la potencia reactiva y la tensión

La potencia aparente en los SEP es la suma vectorial de la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) (Grainger y Stevenson, 2001). La parte real de dicho vector está compuesta por P y es la potencia generadora de trabajo en las máquinas eléctricas y la parte imaginaria está compuesta por Q (Edminister y Nahvi, 1997). La Q no produce un trabajo real; sin embargo, es la potencia generadora de campos magnéticos y eléctricos. Los campos magnéticos y eléctricos son fundamentales para el buen funcionamiento de dispositivos que contengan bobinas y capacitores, tales como transformadores, generadores y motores, los cuales son la base principal de la mayoría de cargas eléctricas que funcionan en los SEP (Checa, 2000).

La Figura A-1 representa un SEP típico el cual se puede representar como una red de potencia infinita. Cuando el SEP trifásico está operando en estado sinusoidal, las tensiones están representadas por las siguientes ecuaciones (Taylor, 1994):

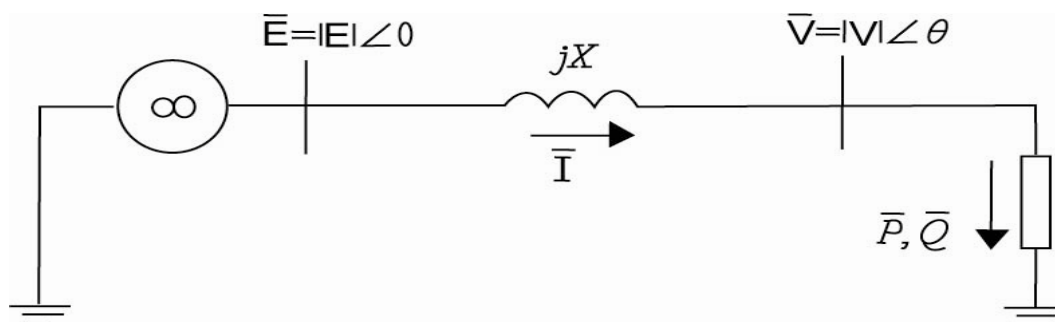


Figura A-1: Representación circuital de un SEP para máxima transferencia de potencia (Adaptado de: Grainger y Stevenson, 2001)

$$\begin{aligned}\bar{V}_1 &= E \angle 0^\circ = E + jE' \\ V_1 &= |E| \cos 0 \\ E' &= |E| \sin 0\end{aligned}\quad (A.1)$$

$$\begin{aligned}\bar{V}_2 &= V \angle \theta = V + jV' \\ V_1 &= |V| \cos \theta \\ V' &= |V| \sin \theta\end{aligned}\quad (A.2)$$

La ecuación (A.1) representa las tensiones en la fuente y la ecuación (A.2) representa la tensión de la carga.

La carga se considera como una impedancia cuyo consumo no depende de la frecuencia ni de la tensión del nodo al que está conectado. La potencia aparente absorbida por la carga viene dada por la ecuación (A.3) donde X denota la reactancia inductiva de la línea:

$$\overline{V2} = \overline{V1} - jX\overline{I} \quad (A.3)$$

La potencia aparente absorbida por la carga será (A.4):

$$\bar{S} = P + jQ = \overline{V2}\bar{I}' = \overline{V2} \frac{\overline{V1}' - \overline{V2}'}{-jX} \quad (A.4)$$

Al reemplazar en (A.4), $\overline{V2} = \overline{V1} - jX\bar{I}$ las ecuaciones (A.1) y (A.2) y luego reducir las expresiones trigonométricas, la ecuación (A.4) se transforma en:

$$\bar{S} = - \left[\left(\frac{EV}{X} \sin \theta \right) + j \left(\frac{V^2}{X} - \frac{EV \cos \theta}{X} \right) \right] \quad (A.5)$$

La potencia aparente está compuesta por una componente real o potencia activa y una componente imaginaria o potencia reactiva, por lo tanto, la ecuación (A.5) puede descomponerse en:

$$P = - \left(\frac{EV}{X} \sin \theta \right) \quad (2.6) \quad Q = - \left[\left(\frac{V^2}{X} - \frac{EV \cos \theta}{X} \right) \right] \quad (A.6)$$

A partir de la igualdad (A.7), se obtiene la ecuación (A.8)

$$(\cos \theta)^2 + (\sin \theta)^2 = 1 \quad (A.7)$$

$$(V^2)^2 + (2QX - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (A.8)$$

La ecuación cuadrática respecto de la tensión, la condición para tener al menos una solución es:

$$V^2 = (2QX - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) \geq 0 \quad (A.9)$$

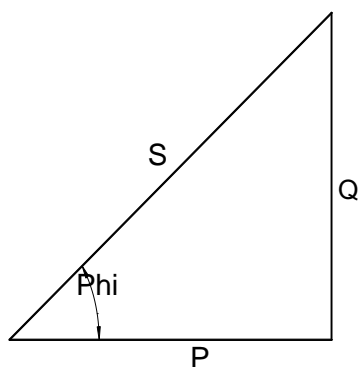
Las soluciones de la ecuación (A.10) vienen dadas por:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} QX \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} X^2 P^2 - X E^2 Q^2}} \quad (A.10)$$

En la ecuación (A.10) se tiene que E y X son constantes y las potencias se relacionan según el triángulo de potencia que depende del factor de potencia (Fp) como se muestra en el triángulo de potencias (Figura A-2).

La Figura A-2 muestra el triángulo de las potencias eléctricas (Edminister y Nahvi, 1997), el cual permite entender, la relación entre la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q), la potencia aparente (S) y el Factor de potencia (Fp) que determina la naturaleza resistiva (Fp=1), inductiva (Fp=+0.9) o capacitiva (Fp=-0.9) de la demanda.

En los SEP se utilizan medidores de P y Q y luego con ayuda de las funciones trigonométricas, mostradas a la derecha de la Figura A-2, se puede hallar el Fp de la demanda. Según la resolución colombiana el FP de la demanda debe estar entre 0.9 inductivo (positivo) y 0.9 capacitivo (negativo) para evitar penalizaciones (CREG 025, 1995).



$$Fp = \cos(\Phi)$$

$$\cos(\Phi) = \frac{P}{S}$$

$$\sin(\Phi) = \frac{Q}{S}$$

$$\tan(\Phi) = \frac{Q}{P}$$

Figura A-2: Triángulo y funciones trigonométricas utilizadas para relacionar las potencias eléctricas (Adaptado de: Grainger y Stevenson, 2001).

A.2 Principales características técnicas del servicio de control primario de frecuencia

El control primario de frecuencia se ha diseñado para estabilizar la frecuencia luego de desconexiones de grandes bloques de generadores o de deslastres de carga (Adibi, 2000). La normativa europea (UCTE, 2004) señala que la calidad de este control depende del estatismo y la banda muerta de cada unidad de generación. El estatismo S_G está definido como la relación entre los cambios de la frecuencia en estado cuasi-estable con respecto a la frecuencia nominal y los cambios de la generación con respecto a la potencia nominal, como se muestra en las ecuaciones (A.11) y (A.12) (UCTE, 2004).

$$S_G = \frac{\frac{\Delta f_m}{f_n}}{\frac{\Delta P_G}{P_G}} = \frac{\frac{f_m - f_n}{f_n}}{\frac{P_G - P_{G0}}{P_G}} \quad (A.11)$$

$$\Delta P_G = -\frac{1}{f_n * S_G} * P_G * \Delta f_m \quad (A.12)$$

donde ΔP_G es el cambio de la generación con respecto a la potencia nominal, P_{Gn} es la potencia de salida de la planta de generación, P_{G0} la potencia referencia sin que exista ningún tipo de control de frecuencia. En el caso de las frecuencias, se tiene en cuenta la desviación de la frecuencia en estado dinámico o cuasi-estable Δf_m y la frecuencia nominal del sistema de potencia f_n .

La banda muerta es la banda de variación de frecuencia alrededor de la frecuencia nominal que no produce cambios en la potencia mecánica de la unidad (UCTE, 2004). La banda muerta puede ser programada para evitar oscilaciones de las válvulas de control o en los actuadores (Kundur, 1994). Estos valores son del orden de mHz y típicamente varían entre 10 mHz y 50 mHz.

A.2.1 Principales características técnicas del servicio de control secundario de frecuencia

El control secundario de frecuencia es un servicio de control de la frecuencia centralizado, coordinado y supervisado por el operador del sistema de manera

automática que ajusta la producción de potencia activa, con el fin de restablecer la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a sus valor objetivo a raíz de un desequilibrio (Jaleeli et al. 1992).

El control automático de la frecuencia se realiza con una herramienta computacional que se conoce con el nombre de AGC (Automatic Generation Control), el cual calcula la desviación de frecuencia y/o el intercambio de potencia, y la multiplica por el BIAS del sistema (β). El BIAS es una constante que relaciona frecuencia y potencia, obteniendo así el Error de Control del Área operativa (ACE) (CREG 025,1995). Posteriormente, el AGC procede a dar órdenes de subir o bajar generación a las unidades que se encuentren bajo su control de acuerdo con los factores de participación calculados previamente en el despacho económico. La respuesta de los controles de los generadores que prestan el servicio de AGC se presenta aproximadamente a partir de los 30 segundos de sucedido el evento hasta los 10 minutos siguientes. El cálculo del ACE y el β se realiza como se muestra en la ecuación (A.13):

$$ACE = \Delta P + \beta * \Delta f \quad (A.13)$$

$$\beta = \frac{\Delta P}{\Delta f} [MW/Hz]$$

Siendo ΔP la diferencia entre el intercambio de potencia programada y el intercambio de potencia real.

A.2.2 Principales características técnicas del servicio de control terciario de frecuencia

Bajo algunas condiciones operativas, a pesar de la actuación del control primario y secundario, continúan presentándose requerimientos de margen de regulación en frecuencia para mantener el balance carga-generación (Silva, 2005), por lo cual se hace necesario recurrir a plantas que estén en capacidad de generar de manera diferente a su despacho original. Típicamente los recursos de control terciario se obtienen después de la actuación del control secundario de frecuencia. Se conoce con el nombre de control terciario de frecuencia a la acomodación de los recursos en forma económica una vez se hayan finalizado las acciones de control automático secundario (Sterpus et al., 2005).

Las acciones de control terciario de frecuencia son tomadas en forma manual por los operadores y son importantes ya que la mayor limitación para operar a baja frecuencia, la tienen las unidades de generación térmica, cuando operan a plena carga y su efecto negativo está en función de la frecuencia (Adibi, 2000). La Figura A-3 muestra que la única frecuencia en que pueden tener operación continua es a 60 Hz, por encima o por debajo según los rangos de frecuencia y el tiempo de operación puede tener operación restringida u operación prohibida debido a que se puede poner en riesgo la vida útil de la unidad de generación (Kundur, 1994).

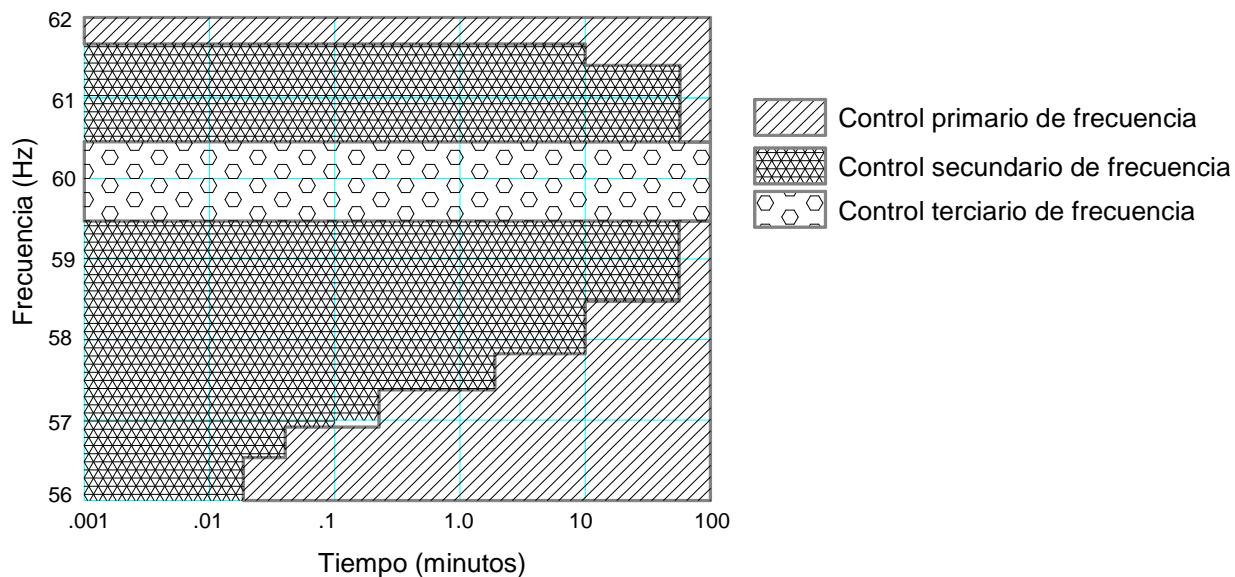


Figura A-3: Condiciones de operación de los generadores térmicos frente a cambios en la frecuencia de operación del sistema de potencia (Adaptado de: Adibi, 2000).

A.3 Datos técnicos subred de distribución colombiana ubicada en la zona CQR.

Tabla A-1: Información técnica de la subred de distribución del caso de estudio ubicada en la zona CQR del SEP Colombiano (Fuente: CHEC, 2012).

Número de la Barra	Tensión Nom (kV)	Tensión (p.u.)	Tensión (kV)	Angulo (°)	Carga (MW)	Carga (MVar)	Gen (MW)	Gen (MVar)
1	220	1	220	0			152,77	0
2	220	1	220	0			90	50
3	115	1	115	0	47	10	44	70
4	115	1	115	0	30	10	20	10
5	33	1	33	0	23	6	20	10
6	115	1	115	0				
7	115	1	115	0	30	10		
8	33	1	33	0	14	4		
9	115	1	115	0				
10	33	1	33	0	28	20		
11	115	1	115	0				
12	33	1	33	0	14	4		
13	33	1	33	0	14	4		
14	33	1	33	0	14	4		
15	33	1	33	0	14	4	10	5
16	33	1	33	0				
17	33	1	33	0	14	4		
18	33	1	33	0	30	10		
19	33	1	33	0	14	4		
20	33	1	33	0	14	4		
21	33	1	33	0	14	4		
22	33	1	33	0	14	10		

Tabla A-2: Capacidad de los generadores de la subred de distribución del caso de estudio ubicada en la zona CQR del SEP Colombiano (Fuente: CHEC, 2012).

Número de la barra	Gen (MW)	Gen (MVar)	AVR	Min (MW)	Max (MW)	Min (MVar)	Max (MVar)
1	152,77	25,58	YES	0	150	-50	50
2	90	50	NO	0	90	-70	70
3	22	50	NO	0	22	-50	50
3	22	20	NO	0	22	-20	20
4	20	10	NO	0	20	-10	10
5	20	10	NO	0	20	-10	10
15	10	5	NO	0	10	-5	5

A-4 Guía SimPowerSystems

MatLab/Simulink es una herramienta computacional ampliamente utilizada para el análisis dinámico de sistemas de potencia, dicha herramienta permite modelar y simular sistemas lineales y no lineales; modelar en tiempo continuo o tiempo discreto que facilitan al usuario la realización de diferentes análisis, según sea su necesidad.

Simulink cuenta con el toolbox SimPowerSystems la cual es una herramienta diseñada propiamente para el análisis de sistemas eléctricos y cuenta con unos modelos típicos de los elementos de dichos sistemas, como son: transformadores, líneas, máquinas, cargas y electrónica de potencia. La validez de dichos modelos se basa en la experiencia de los creadores del toolbox (HydroQuébec), los cuales a través de diferentes pruebas en sus laboratorios y sistemas eléctricos reales, permiten realizar los ajustes a los modelos existentes en el toolbox.

El propiamente de cada modelo, se sale del alcance del presente trabajo; sin embargo, a continuación se presenta una breve descripción de los modelos utilizados para la simulación de la UR del caso de estudio.

Generador síncrono:

En la librería llamada SimPowerSystems/Machines, se encuentran varios modelos que permiten representar elementos como: máquinas síncronas, máquinas asíncronas, sistemas de excitación, turbinas hidráulicas, turbinas térmicas y reguladores de

velocidad. Para la representación del generador síncrono de la PCH, fue seleccionado el modelo de la máquina síncrona estándar (en p.u.). En la Figura A-4 Se presenta el esquema del modelo, donde se observa que tiene una entrada de la tensión de excitación (v_f) y otra entrada de la potencia mecánica (P_m)

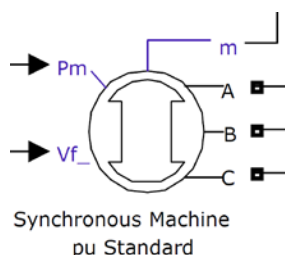


Figura A-4: Bloque de la máquina síncrona estándar en pu.

Modelo del sistema de excitación:

En la librería SimPowerSystems/Machines, se encuentra un modelo de un sistema de excitación el cual se basa en el regulador de tensión IEEE Tipo 1, para máquinas síncronas. En la Figura A-5, se muestra el bloque del modelo, donde se observa que tiene cuatro entradas (V_{ref} , V_d , V_q , V_{stab}) y una salida (v_f) la cual es la señal controlada que alimenta el devanado de campo. Para el caso de estudio, fue seleccionado este bloque de sistema de excitación, debido a que presenta una buena característica y el desempeño es aceptable.

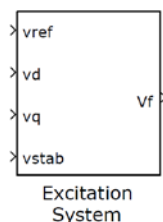


Figura A-5: Bloque del sistema de excitación de la máquina síncrona

Aunque el desempeño del modelo del sistema de excitación que viene por defecto en el toolbox SimPowerSystems es aceptable, se optó por la implementación de un modelo simplificado de excitación del IEEE Std 421.5 – 1992 (Figura 5-4).

Cargas:

En la librería SimPowerSystems/Elements, se encuentran tres modelos que permiten modelar cargas. Para la simulación fue seleccionado el bloque de carga trifásico en paralelo RLC, el cual se presenta en la Figura A-6. A este modelo se le ingresan valores de tensión nominal, frecuencia, potencia activa y reactiva. Adicionalmente, se debe seleccionar el tipo de carga (Z constante, o PQ constante) con el fin de realizar los cálculos de los flujos de carga y calcular los valores iniciales del modelo a través del bloque Powergui.

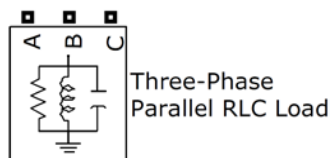


Figura A-6: Bloque de una carga trifásica RLC

Transformadores:

En la librería SimPowerSystems/Elements, se encuentran seis modelos que presentan las características para la transformación de tensión. Para el caso de estudio, se utilizó el modelo de un transformador trifásico de dos devanados, dado que es un modelo de los transformadores de distribución y de potencia más utilizados en el sistema eléctrico del caso de estudio. El bloque que representa el transformador trifásico de dos devanados se presenta en la Figura A-7.

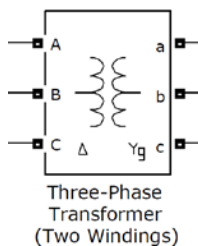


Figura A-7: Bloque del transformador trifásico con dos devanados

Al presente modelo, se le ingresan los siguientes parámetros: conexión de los devanados (Delta, Y, Yg); la potencia nominal y la frecuencia; las tensiones de fase-fase, las resistencias y reactancias de cada devanado; la resistencia y reactancia de magnetización. Adicionalmente es posible simular flujos iniciales y la curva de histéresis.

Interruptores:

En la librería SimPowerSystems/Elements, se encuentran dos clases de interruptores, el interruptor monofásico y el interruptor trifásico. Para el caso de estudio, se utilizarán los interruptores trifásicos que representan reconectores, seccionalizadores o interruptores de potencia, que permiten aislar una parte del sistema de distribución para operar aisladamente de la red. En la Figura A-8, se muestra el bloque que representa el interruptor trifásico.

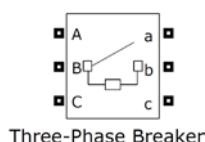


Figura A-8: Bloque del interruptor trifásico

Al modelo del interruptor se le ingresa el estado inicial del interruptor (abierto o cerrado), las fases que desea abrir o cerrar y el intervalo de tiempo en el cual desea realizar la apertura o cierre. Adicionalmente, se le puede ingresar los valores de la resistencia de interrupción y la resistencia de amortiguación.

Bloque Powergui:

El bloque PowerGUI es necesario para la simulación de un modelo Simulink con bloques SimPowerSystems. Se utiliza para almacenar el circuito equivalente de Simulink que representa las ecuaciones de espacio de estado del modelo (helpSimPowerSystems, 2013). Con este bloque se selecciona el método que permite resolver el circuito (método continuo, ideal, discreto o fasorial). El método de simulación fasorial es recomendado para el estudio de oscilaciones electromagnéticas, en el cual el modelo en variables de estado es reducido y solo contiene los estados lentos de las máquinas, turbinas y reguladores. Por otra parte los métodos continuos de paso variable son muy útiles para resolver problemas con el modelo en variables de estado completo. Los métodos de paso

variable recomendados son el ode23t o el ode23tb, con un paso de tiempo máximo de un ciclo de la frecuencia fundamental. En la Figura A-9, se presenta el bloque Powergui configurado para una operación continua, la cual se utilizó en el caso de estudio del Capítulo 5.



powergui

Figura A-9: Bloque de Powergui de Simulink

A.5 Artículos publicados en revistas indexadas